

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS

ÁREA DE INGENIERÍA TÉRMICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DEL SOPORTADO DE LOS SISTEMAS DE  
GAS NATURAL Y CONDENSADO DE UNA  
CENTRAL TERMOSOLAR

AUTOR: CARLOS AGUADO BOLAÑOS

TUTOR: ANTONIO SORIA VERDUGO

FEBRERO 2011

## *AGRADECIMIENTOS*

A mi familia por su apoyo y comprensión durante todos estos años.

A mis amigos y compañeros de universidad por compartir buenos momentos e inquietudes.

A mis compañeros en IDOM por su apoyo y paciencia en la enseñanza de las tareas y procedimientos que preceden a este proyecto.

Al personal docente de la Universidad Carlos III por su perseverancia y esfuerzo para enseñarnos y motivarnos día a día.

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	8
OBJETIVOS .....	9
CAPÍTULO 1: JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	10
1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL .....	11
1.2 SITUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR.....	14
1.2.1 Termosolar como solución .....	14
1.2.2 Tecnologías Termosolares.....	15
1.3 LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA .....	22
1.3.1. La Normativa española.....	22
1.3.2. Ejemplos de centrales operativas en España .....	27
CAPÍTULO 2: CENTRAL TERMOSOLAR 50MW .....	30
2.1 Descripción general de la planta .....	31
2.2 Equipos.....	35
CAPÍTULO 3: DISEÑO DEL SOPORTADO DE LOS SISTEMAS GAS NATURAL Y CONDENSADO .....	38
<i>Metodología de Trabajo.....</i>	39
3.1. <i>Fundamentos del Análisis de flexibilidad. ....</i>	40
3.2. <i>Comprobaciones ASME B 31.1 [13] .....</i>	48
3.3. <i>CAESAR II .....</i>	53
3.4 Sistema de gas natural. ....	67
3.5 Sistema de Condensado.....	81
Referencias.....	95
PRESUPUESTO .....	100
ANEXOS .....	101

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura.1 Clasificación mundial por radiación solar directa .....	15
Figura.3 Principales Tecnologías .....	16
Figura.4 Esquema de funcionamiento básico .....	17
Figura.5 Receptor torre heliostatos.....	17
Figura.6 Posición del heliostato .....	18
Figura.7 Campo de heliostatos PS10 en Sanlúcar La Mayor, Sevilla 10MW .....	18
Figura.8 Ejemplo de disco parabólico con motor Stirling en el foco .....	19
Figura.9 Colectores Fresnel.....	20
Figura.10 Colector cilindro-parabólico .....	20
Figura.11 Esquema de funcionamiento típico Cilindro-Parabólicos .....	21
Figura.12 Mapa Termosolar en España. Protermosolar. Octubre 2011 .....	26
Figura.13 Torre PS10 .....	27
Figura.14 Bloque potencia Andasol-1 .....	28
Figura.15 Vista de la planta desde el bloque de potencia.....	28
Figura.16 Vista del campo solar Majadas.....	29
Figura.17 Vista general de la planta .....	31
Figura.18 Vista del cerramiento de turbina .....	33
Figura.20 Tanques Gas natural Licuado .....	33
Figura.21 Torres de refrigeración.....	34
Figura.22 Bombas de impulsión.....	35
Figura.23 Trenes de Generación de Vapor .....	35
Figura.24 Colectores solares. ....	36
Figura.25 Calentador resaltado en azul. ....	36
Figura.26 Vista de las tres calderas HTF.....	37
Figura.27 Desgasificador y tanque de almacenamiento .....	37
Figura.28 Vista de las tres calderas HTF.....	38
Figura.29 Vista codos 90° .....	46
Figura.30 Vista codos mitrados 90° .....	46
Figura.31 TEs .....	46
Figura.32 Codo SW .....	47
Figura.33 Unión roscada. ....	47
Figura.34 Reductor de pipa .....	47
Figura.35 SIF en normativa ASME B31.1 .....	48
Figura.36 Unidades en Caesar.....	55
Figura.37 Presiones y temperaturas en el isométrico .....	55
Figura.38 Piping input.....	57
Figura.39 Pipe Data .....	59
Figura.40 Elemento rígido.....	59
Figura.41 Codos 90° consecutivos. ....	60
Figura.42 Restricciones como soportes.....	61
Figura.43 Muelle en input. ....	62
Figura.44 Ejemplo soportado. ....	63
Figura.45 Ventana iteraciones. ....	63
Figura.46 Ventana iteraciones. ....	64
Figura.47 Vectores aceleración sísmica máxima.....	67
Figura. 48 Isométrico Gas natural. ....	68
Figura. 49 Desplazamientos de la tobera.....	69
Figura.50 Vista de la línea en una zona de soportado. ....	70
Figura.51 Vista Rack separado del resto de la planta. ....	70
Figura.52 Línea a tanques de almacenamiento de GNL antes y después del soportado.....	71
Figura.53 Conexión a sellos de turbina. ....	72
Figura.54 Conexión a calderas de GNL. ....	72
Figura.55 Load Cases. ....	73
Figura.56 Ventana iteraciones. ....	74
Figura.57 Deformada en operación. ....	77
Figura.58 Porcentaje de estrés bajo normativa. ....	77
Figura.59 Línea conexión con caseta sin soportes.....	78



Figura.60 Línea conexión con caseta analizada..	78
Figura.61 Patín en vista de maqueta.	79
Figura.62 Patín en estándar de soportes.	79
Figura.63 Estructura soportado según estándar.	80
Figura.64 Cargas que soporta la estructura.	80
Figura.65 Línea conexión caseta con soportes.	81
Figura.66 Líneas condensado en el input.	82
Figura.67 Conexión con tanques en el input.	83
Figura.68 Isométrico de línea conectada a tanque recogida de condensado	83
Figura.69 Vista de la conexión al tanque.	84
Figura.70 Plano del tanque drenajes atmosféricos.	84
Figura.71 Esfuerzos admisibles en las conexiones del equipo.	85
Figura.72 Desplazamientos de la tobera debido al equipo.	85
Figura.73 Conexiones con turbina.	86
Figura.74 Líneas de condensado soportadas.	87
Figura.75 Líneas de condensado soportadas.	87
Figura.76 Load cases en condensado.	88
Figura.77 Rediseño de la entrada al tanque de drenajes atmosféricos.	93

# ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Contenido en CO <sub>2</sub> en la atmósfera.....	12
Gráfica 2. Evolución de emisiones de los principales combustibles fósiles al año .....	12
Gráfica 3. Dependencia energética UE año 2008 .....	13
Gráfica 4. Principales Energías Renovables a nivel mundial. Año 2008. ....	14
Gráfica 5. Evolución de la prima para EERR en España.....	14
Gráfica 6. Evolución de la recaudación con EERR en España.....	23
Gráfica 7. Evolución prevista PER en Termosolar.....	26

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla.1	Diferencial entre objetivo de PER y real .....	24
Tabla.2	Primas para la termosolar según RD 661/2007 .....	25
Tabla.3	Objetivos PANER 2011-2020 .....	25
Tabla.4	Situación centrales Termosolares en España Octubre 2011 .....	26
Tabla.5	Aceleración espectral según NCSE-02.....	66
Tabla.6	Esfuerzos en conexiones Gas natural .....	76
Tabla.7	Esfuerzos en conexión con turbina .....	91
Tabla.8	Esfuerzos en conexión con calentador 1.....	91
Tabla.9	Esfuerzos en conexión con calentador 2.....	91
Tabla.10	Esfuerzos en conexión con calentador 3.....	91
Tabla.11	Esfuerzos en conexión con desgasificador .....	92
Tabla.12	Esfuerzos en conexión E tanque drenajes atm.....	92
Tabla.13	Esfuerzos en conexión E' tanque drenajes atm .....	92
Tabla.14	Esfuerzos finales en tobera E tanque dren. atm.....	93
Tabla.15	Esfuerzos finales en tobera E' tanque dren. atm.....	93

# INTRODUCCIÓN

Es hecho innegable que existe una concienciación mundial cada vez más acusada acerca del problema energético. Se debe poner solución a la alta dependencia de combustibles fósiles por parte de los países más desarrollados, que se ven obligados a importarlos de regiones de la tierra en muchas ocasiones alejadas de consumo y políticamente inestables. Además el uso de este tipo de fuente, que en muchas ocasiones cuenta con vida finita, contribuye al aumento de la contaminación que deteriora la calidad de vida de los seres humanos que viven en el entorno.

Una de las posibles soluciones por la que se aboga internacionalmente es la utilización de las llamadas “Energías Renovables”, aquellas que son virtualmente inagotables o se regeneran con el paso del tiempo. Dentro de estas energías nos encontramos con la solar térmica de alta temperatura, una solución para generación de electricidad. Para llevar a cabo la conversión de energía solar a energía eléctrica es necesario un proceso, el cual se llevará a cabo en una central industrial, que incorporará colectores-espejos para la recepción de luz solar y una serie de intercambiadores de calor junto a otros elementos que serán capaces de completar un ciclo Rankine de vapor.

Una de las problemáticas a resolver para el diseño de este tipo de centrales es el soportado de tubería. Las tuberías son elementos que conectan diversos sistemas y que portan los distintos fluidos necesarios para hacer funcionar el ciclo de vapor. En ocasiones el fluido portado es potencialmente peligroso, como en el caso de fluidos HTF para centrales termosolares. Las diferentes condiciones de operación a las que son sometidas hacen que los materiales de las mismas sufran deformaciones y se originen tensiones en diferentes puntos que podrían llevar al fallo mecánico y a la rotura de las mismas, bien por aplicación momentánea o por fatiga mecánica. Con el soportado intentamos minimizar o paliar este efecto, introduciendo elementos mecánicos tales como muelles, guías o estructuras. Además elegimos un rutado realizable desde el punto de vista del espacio disponible y las interferencias con otras líneas siempre con un coste razonable.

Actualmente, para realizar el soportado debemos apoyarnos en software de cálculo basado en elementos finitos. Este tipo de programas resolverá mediante iteración el sistema de tuberías soportado que hayamos diseñado proporcionándonos el recorrido óptimo que acabe con la problemática planteada.

Una vez el sistema de tuberías se encuentra analizado vía software, debemos completar la realización de planos de montaje para que se implemente en el lugar de realización de la planta los diseños propuestos así como inventarios de materiales necesarios para la fabricación de los soportes y las tuberías.

# OBJETIVOS

En el actual documento se desarrolla el soportado de dos sistemas relevantes para el funcionamiento de las centrales termosolares actuales: el sistema de Condensado y el de Gas natural. Para ello se persigue mostrar una introducción a las diferentes tecnologías termosolares, más concretamente a la planta a la que pertenecen estos sistemas, de tipo cilindro parabólica.

Se pretende también mostrar las técnicas de soportado y los programas informáticos que más se utilizan en la actualidad y más concretamente en esta empresa.

El objetivo principal es, por tanto, la realización de un recorrido satisfactorio y realizable para el conjunto de tuberías que forman ambos sistemas cumpliendo con los criterios de la Normativa al respecto y respetando las especificaciones de el/los suministrador/es de equipo/os, partiendo del diseño gráfico de la línea, que nos será suministrado en forma de plano por el responsable de diseño gráfico.

El soportado incluye una serie de elementos mecánicos de los cuales se pretende dar una descripción de cómo se definen para poder ser interpretados en su construcción.

Cabe citar que los pasos descritos en este documento se pueden extrapolar para el resto de sistemas que componen la central termosolar y conseguir un soportado satisfactorio para toda ella, lo cual sin duda será un requisito para su puesta en marcha.

También se pretende dar una justificación del porqué el crecimiento actual tan acusado de la potencia termosolar instalada a nivel nacional y mundial, mostrando el estado de la tecnología y la Normativa al respecto.

Por último se persigue familiarizarse con la Normativa y con las distintas representaciones que de la planta y sus sistemas nos podemos encontrar en la actualidad.



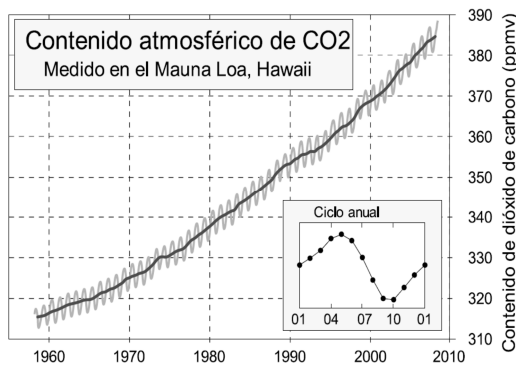
# CAPÍTULO 1

## JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

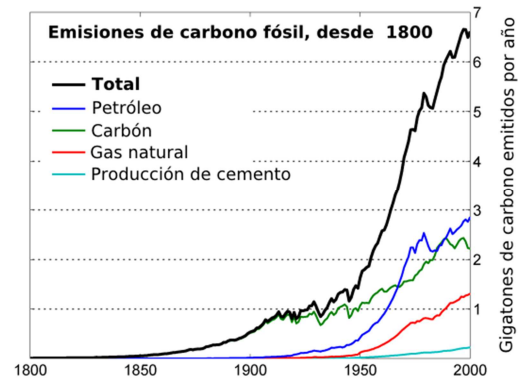
---

## 1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL.

Actualmente existe una concienciación mundial creciente acerca del problema energético. La alta dependencia de combustibles fósiles, su agotamiento inevitable, su dispersión geográfica y su contribución al aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera, además de otros tipos de contaminantes, han hecho que se incida en la búsqueda de alternativas que mitiguen los citados problemas que conllevan ese tipo de fuentes.



Gráfica 1. Contenido en CO<sub>2</sub> en la atmósfera [31]



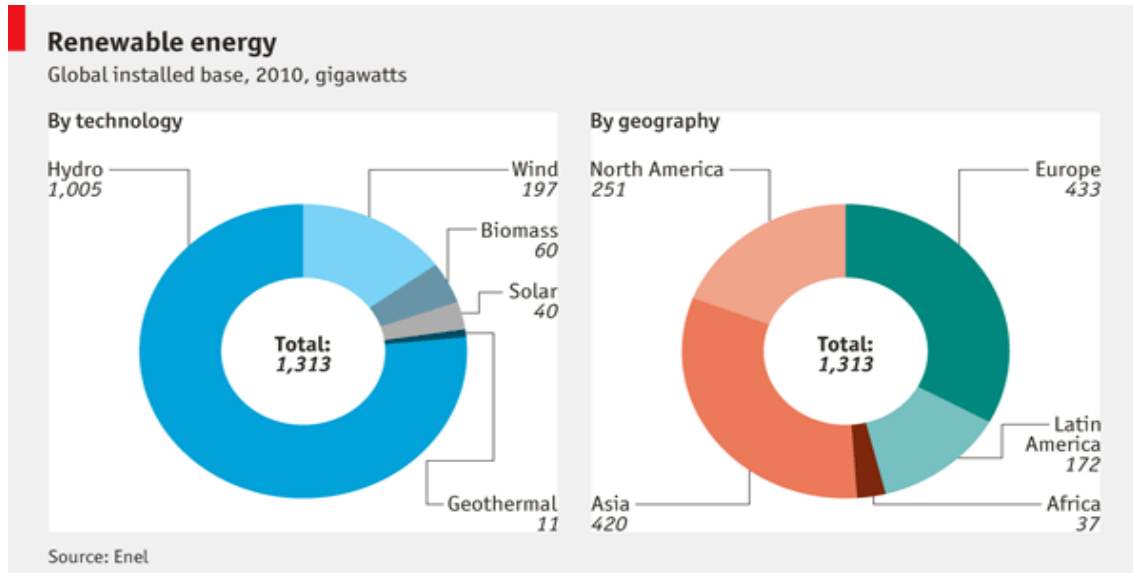
Gráfica 2. Evolución de emisiones de los principales combustibles fósiles al año [32]

En las graficas anteriores observamos la evolución lineal del CO<sub>2</sub> en ppmv en la atmósfera además de la evolución prácticamente exponencial de las emisiones a lo largo del siglo pasado. Sin entrar a valorar el efecto sobre el clima, es claro que los niveles anómalos de CO<sub>2</sub> en la atmósfera pueden tener consecuencias no deseables, entre ellas el citado efecto invernadero [43].

También cabe citar otra fuente no renovable que ocasiona otra problemática, los combustibles nucleares. Éstos no emiten CO<sub>2</sub> en su transformación en centrales pero constituyen un material peligroso de manipular y susceptible de formar parte de armamento. Además sus residuos son un peligro importante y un problema para generaciones venideras por incorporar componentes con una vida de hasta 2 130 000 años [1]. Todo esto unido al rechazo de parte de la sociedad hace que el futuro de generación con energía nuclear sea una incógnita.

Ante esta perspectiva la solución al problema energético parece pasar por las denominadas energías renovables. Éstas son aquellas que se obtienen por conversión de otras provenientes de fuentes naturales que se pueden encontrar en casi todos los lugares de la tierra y que por tanto reduciría la dependencia energética exterior y la dispersión geográfica. Se consideran renovables porque son virtualmente inagotables o se regeneran en un periodo de tiempo razonable.

Como podemos observar en el gráfico siguiente, las más importantes por el estado de su tecnología y su implantación a nivel mundial pueden ser la hidráulica, la procedente la biomasa, la energía eólica y la energía solar, distinguiendo en este último grupo a la energía fotovoltaica y la energía termosolar.



**Gráfica 4. Principales energías renovables a nivel mundial. Año 2010. The economist. [18]**

Cabe citar que no siempre una forma de generación denominada renovable lo es en el más estricto sentido de su significado pues, en muchas ocasiones se obvian procesos necesarios para el funcionamiento de una planta y en los cuales sí se suele consumir energía no renovable. Estos procesos, asociados a costes externos principalmente, pueden ser el desmantelamiento y la fabricación de los materiales de la planta. Como ejemplo algunos informes hablan de 120 g/KWh de emisiones en media para una solar-fotovoltaica o de 30-50 g/KWh en energía nuclear frente a 350 g/KWh para el ciclo combinado. [21]

En cualquier caso, las denominadas fuentes renovables se encuentran en el punto de mira de los principales organismos internacionales, las cuales se basan en ellas para buscar soluciones a los problemas medioambientales más significativos.

Así, podemos citar algunos hechos relevantes que argumentan esta afirmación a lo largo de la Historia.

- ✓ En 1972 la ONU plantea la creación del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), que aboga por coordinar las actividades relacionadas con el medio ambiente así como la ayuda a estados para promover políticas energéticas que dañen lo menos posible el medio ambiente. Actualmente continúa en funcionamiento promoviendo foros sobre el medio ambiente y elaborando informes sobre la situación en este tema de diversas zonas y estados.
- ✓ El acontecimiento más significativo en este sentido es la redacción del denominado Protocolo de Kyoto [2] en 1997 y que no entró en vigor hasta



2008 tras la firma de los países más relevantes. Ese protocolo nace en el seno de la III Conferencia sobre Cambio Climático que se reúne anualmente.

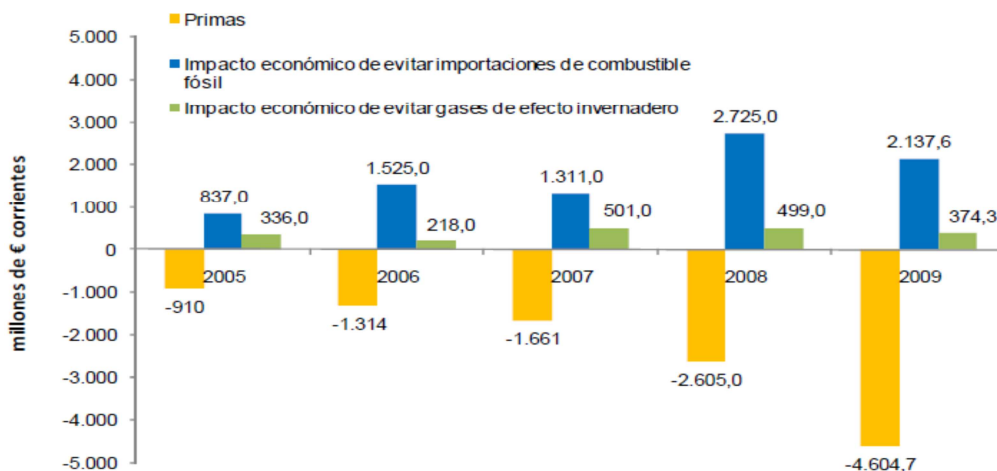
En ese Protocolo se establecen objetivos claros y jurídicamente vinculantes para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO<sub>2</sub> y los fluorados CH<sub>4</sub> CFC o vapor de agua. Cuantitativamente establece como objetivo una reducción global de un 5% las emisiones entre los años 2008 y 2012 con respecto a las del año 1990.

- ✓ A nivel Unión Europea, en el año 2009 y en respuesta a esta nueva conciencia se redacta la Directiva 2009/28/CE [3] del Parlamento Europeo, por la cual se fomenta el uso de energías renovables. No obstante desde la creación del citado Protocolo de Kyoto, la UE fue parte activa en su implantación.

En la Directiva 2009/28/CE [3] se establecen actuaciones en concordancia con el Protocolo de Kyoto, así como se busca asegurar el suministro energético y fomentar en la medida de lo posible el empleo en zonas rurales y aisladas. En la directiva se establece el objetivo para antes del año 2020, por tanto más allá del fin de Kyoto.

Por otro lado en esta directiva se incide en el criterio de descentralizar la generación de energía, apoyándose en la argumentación de que esto genera oportunidades de empleo, garantía de suministro y un aprovechamiento más eficiente de las oportunidades locales de generación. Para ello se apoyará e incentivará este tipo de uso.

Como ya hemos citado en este documento, parecen ser las energías renovables la que den respuesta a todas estas iniciativas. Eso sí, mientras se alcanzan economías de escala para la adquisición de los componentes principales y se adquiere madurez suficiente, es necesario mantener una política de primas a la generación por parte de los estados para lograr competitividad frente al resto de alternativas.



Gráfica 5. Evolución de la prima para EERR en España. [33]

Las primas podrían tener su fundamento en que se compensarían por lo ahorrado en importaciones de combustible y por no emitir gases de efecto invernadero. Como vemos en la gráfica anterior parece ir en concordancia hasta el año 2009.

Una comparación interesante es revisar la relación entre la potencia generada por metro cuadrado necesario para operar de una central termosolar frente a la que muchos creen que sería la alternativa futura, la energía nuclear.

Como ejemplo, en Almaraz (Cáceres) se sitúa una de las centrales españolas operativas en la actualidad [25]. Tiene dos reactores, Almaraz I, de 973.5 MW y Almaraz II de 982.6 MW. Ocupa una superficie total de 1683 hectáreas. La relación potencia/m<sup>2</sup> es de 1,16 MW/ m<sup>2</sup>.

Frente a esto, nombremos la central cuyo análisis nos ocupa. Tiene una potencia de 50 MW y ocupa una superficie de 200 hectáreas. La relación potencia/m<sup>2</sup> es de 0,25 MW/ m<sup>2</sup>, es decir se 5 veces superior a la relación para nuclear.

Por todo lo anterior las energías renovables ya citadas anteriormente son parte de la solución al cumplimiento de directivas y normativas que se han comentado, pues no emiten gases efecto invernadero en operación y se encuentran dispersas geográficamente, lo que evitaría fluctuaciones de precio y fomento del desarrollo de zonas rurales, pero parecen no poder ser la única de las soluciones debido a la política de primas y otros factores como la extensión de terreno necesaria.

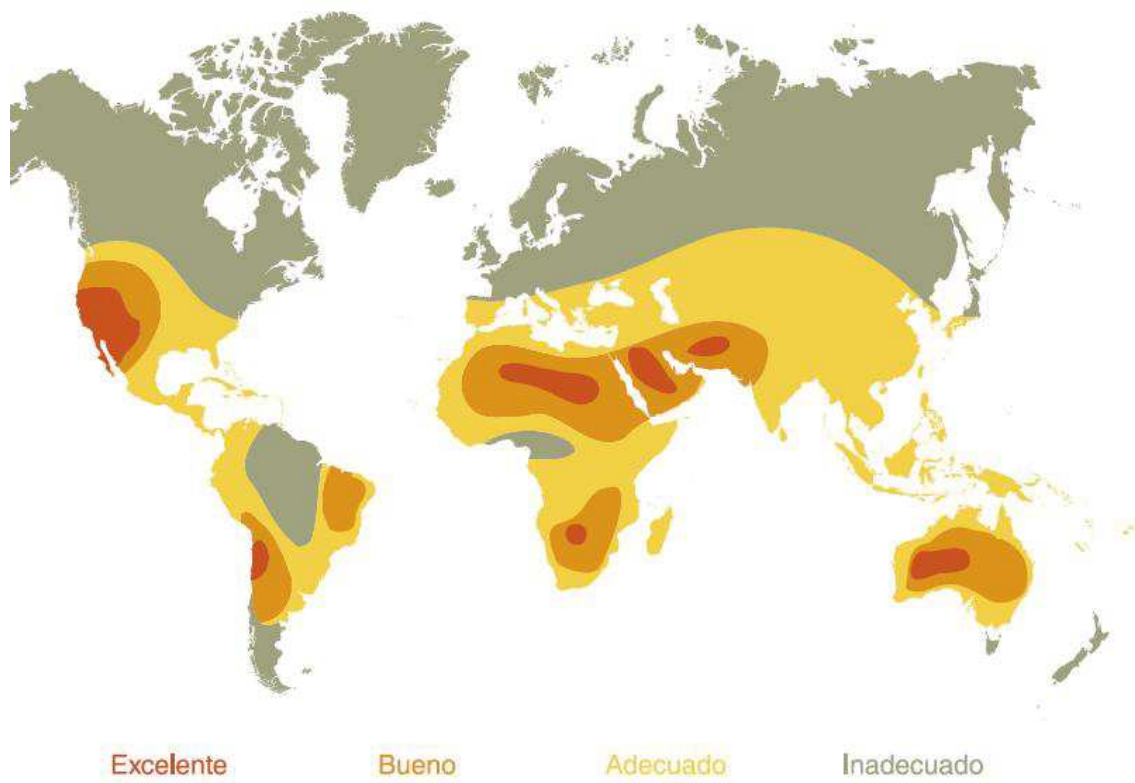
No obstante, el desarrollo que nos ocupa es acerca de una central termosolar, una de las soluciones que se plantean, para la cual pasamos a describir sus tecnologías y su estado en nuestro país.

## **1.2 SITUACIÓN TECNOLÓGICA DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR.**

### **1.2.1 Termosolar como solución**

La energía Termosolar, como ya hemos visto, es una de las vías de aprovechamiento de la energía solar para obtener energía eléctrica. El principio básico de funcionamiento es la conversión de energía térmica, recogida del sol mediante concentración, en mecánica y ésta a su vez en energía eléctrica. Mundialmente se le conoce como “CSP” o Concentrating Solar Power” debido a la característica ya citada. Tiene una ventaja principal con respecto al resto de generación renovable y es que es fácilmente implementable el almacenamiento térmico, con por ejemplo sales fundidas así como una fácil hibridación con calderas auxiliares y otros sistemas de generación como biomasa e incluso ciclo combinado, éste último aún en investigación [24].

Se trata de una importante respuesta renovable al problema energético en ciertos lugares de la tierra debido a la característica solar de la radiación directa en éstos.



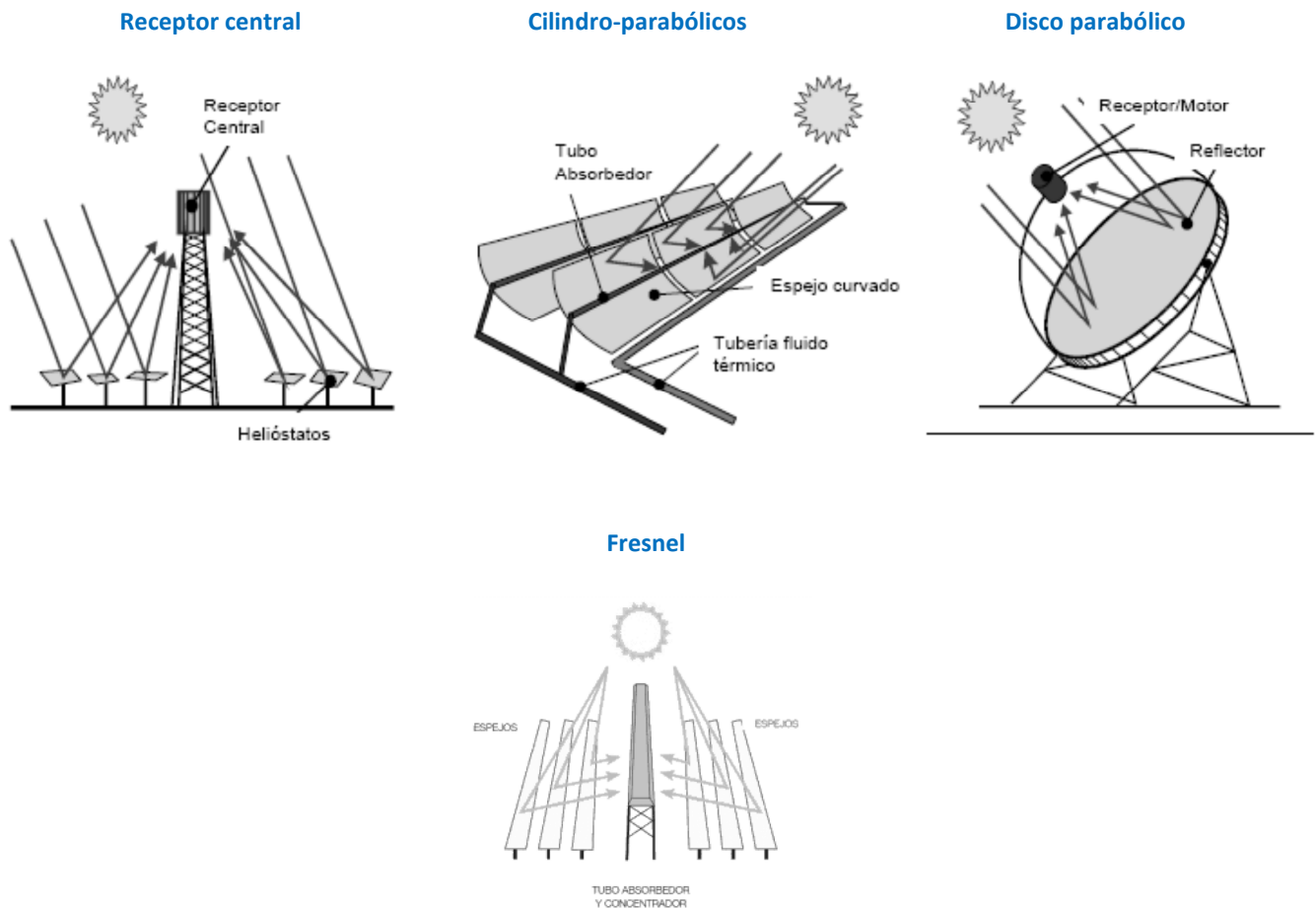
**Fig. 1 Clasificación mundial por radiación solar directa. [34]**

Si se utilizara sólo el 1% de las mejores zonas que aparecen en la figura anterior para generar electricidad se podría cubrir la demanda anual de ésta en el mundo [4].

La citada gráfica constata que existe una gran dispersión geográfica del recurso solar, requisito a cumplir por las energías futuras según Directiva 2009/28/CE [3] ya analizada.

### **1.2.2 Tecnologías Termosolares.**

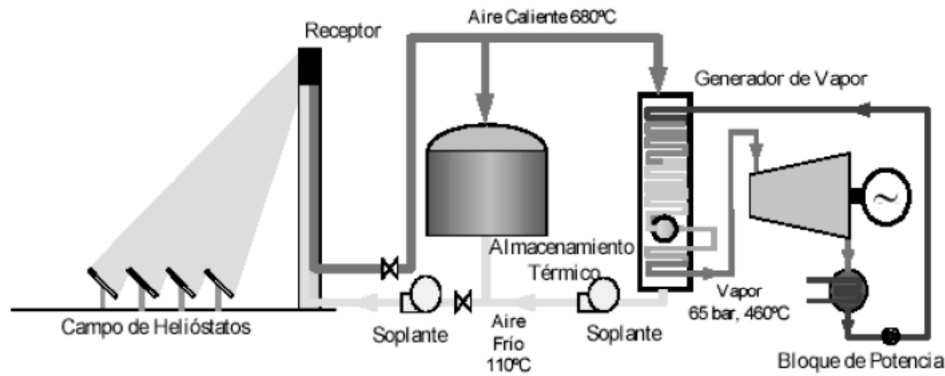
Existen diversos métodos de conversión en energía térmica, si bien, los más utilizados y cuya tecnología es más madura son los denominados de alta temperatura [5], es decir, aquellos que logran aumentarla a unas condiciones tales en el fluido de trabajo que producen vapor en un intercambio, normalmente en etapas, con agua. Los métodos más importantes así denominados son los colectores cilindro-parabólicos, el colector central, los discos parabólicos y colectores lineales Fresnel. A continuación se muestra el funcionamiento general de éstos.



**Fig.3 Principales Tecnologías [35]**

### ➤ RECEPTOR CENTRAL CON CAMPO DE HELIOSTATOS [22]

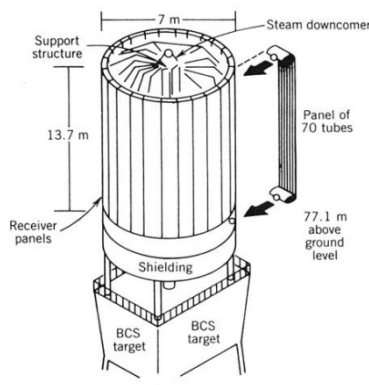
En los sistemas de torre o de receptor central la radiación se recoge en la parte superior de una torre. La radiación incidente (típicamente entre  $300$  y  $1.000 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ ) permite trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admite fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico.



**Fig.4 Esquema de funcionamiento básico [35]**

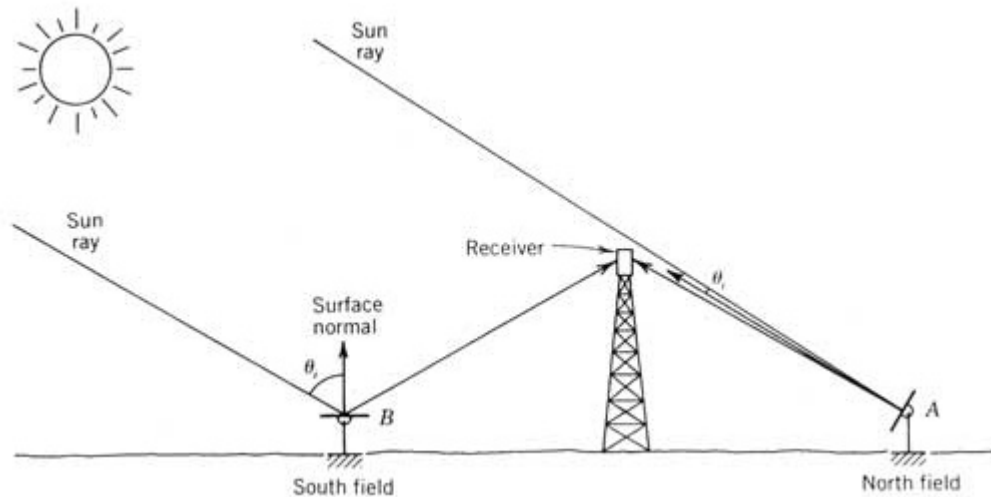
La forma de recoger esa radiación en la torre es mediante unos espejos situados a nivel del suelo que la reflejan y la sitúan en un punto, que será la parte superior de la torre ya citada. La concentración alcanzada puede ser del orden de 1000x llegando a una temperatura de trabajo de entre 500°C y 800°C dependiendo del fluido de trabajo.

En la parte superior de la torre suele disponerse de un receptor externo, que consiste en paneles de tubos verticales dispuestos de manera que formen un cilindro. Ahí se produce la transferencia de calor al fluido y se recoge éste en la parte superior de los citados tubos. [26]. El fluido de trabajo suele ser agua o sales fundidas principalmente.



**Fig.5 Receptor torre heliostatos. [36]**

Si asumimos que el rendimiento óptimo del sistema colector-torre se consigue con una alta reflexión de la luz solar, podemos ver como en el hemisferio norte, la disposición del conjunto deberá ser el colector al norte de la torre y ésta delante de la posición del sol y siempre perpendicular a la trayectoria diaria del sol, tal y como vemos en la figura. [27]



**Fig.6 Posición del heliostato. [37]**

Actualmente, las construidas operan con una temperatura inferior, creando vapor saturado a 250°C pero las nuevas tendencias actúan con temperaturas de hasta 600°C con sales fundidas para posterior intercambio con vapor o incluso la utilización de aire a 800°C para posterior recalentado hasta conseguir el rango típico de funcionamiento de operación de un ciclo de turbina de gas.

Su implantación a nivel mundial no crece tanto como la tecnología de discos parabólicos pero existen algunos ejemplos, siendo los únicos modelos comerciales los situados en España.



**Fig.7 Campo de heliostatos PS10 construido por ABENGOA en Sanlúcar La Mayor, Sevilla 10MW.**

➤ DISCOS PARABÓLICOS STIRLING [28]

Otro tipo de tecnología utilizada es el de discos parabólicos. Los sistemas de disco parabólico son unidades independientes que generan electricidad de la conversión de energía solar en energía térmica, posteriormente por ciclo Stirling en energía mecánica y finalmente en electricidad.

En estos sistemas el nivel de concentración alcanzado puede ser elevado, del orden de 3000x logrando temperaturas elevadas y rendimientos globales de en torno al 25%. En este tipo de configuración necesitamos que el disco siempre esté orientado al sol, para lo que se suele utilizar un sistema de orientación que abarque las direcciones acimutal y la elevación.

El receptor es el otro elemento importante. Construido normalmente de materiales cerámicos en sus tubos es donde se lleva a cabo el ciclo Stirling termodinámico, normalmente con Hidrógeno o Helio.



Fig.8 Ejemplo de disco parabólico con motor Stirling en el foco.

Los motores que actualmente se utilizan para cada unidad suelen tener una potencia nominal de 3kW con elevada fiabilidad y escaso mantenimiento. No obstante, existen otras tecnologías que logran hasta 25kW con un funcionamiento menos fiable

➤ TECNOLOGÍA FRESNEL [20]

Este sistema es una variante de la tecnología cilindro-parabólica. Pero en lugar de tener un gran espejo cilindro-parabólico, hay un gran conjunto de pequeños espejos planos, de lado a lado, que siguen al Sol. En general, el fluido utilizado es agua de forma líquida y/o vapor. El futuro potencial de esta tecnología reside principalmente en un precio más económico que cilindro-parabólico así como un mayor aprovechamiento del terreno en términos de producción/espacio utilizado.

Cada uno de los espejos puede rotar alrededor de un eje horizontal para seguir la trayectoria del sol y reorientarse para concentrar la luz solar de manera óptima hacia el tubo absorbedor. El absorbedor está fijo y es iluminado de manera uniforme, lo que permite un



mayor control sobre la transferencia de calor al fluido caloportador. Una de las ventajas de la tecnología Fresnel es que debe ayudar a reducir los costes de la construcción de la planta.

La elección de un ciclo de vapor puede eliminar la mayoría de los riesgos asociados al uso de los aceites y sales fundidas en las etapas de la transmisión de calor, ya que en general este sigue siendo el problema con la energía termosolar a concentración cilindro-parabólica. Algunos de los fluidos utilizados en cilindro-parabólica tienen características que pueden suponer daños para la salud. Existe una concentración de sustancias como el benceno, el tolueno y el fenol que obviamente habrá que controlar. [19]



Fig.9 Colectores Fresnel

#### ➤ COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS [29]

Por último lugar nos encontramos con la tecnología de colectores cilindro-parabólicos. Esta tecnología es sobre la que versa el Proyecto que nos ocupa y no obstante es la más ampliamente implantada. Es relativamente limpia y se basa en la concentración de los rayos solares en un lineal situado en el centro de una parábola. Esta concentración de la radiación directa se consigue durante las horas de mejor aprovechamiento solar haciendo rotar al colector alrededor de un eje paralelo al foco de la parábola que se describe.



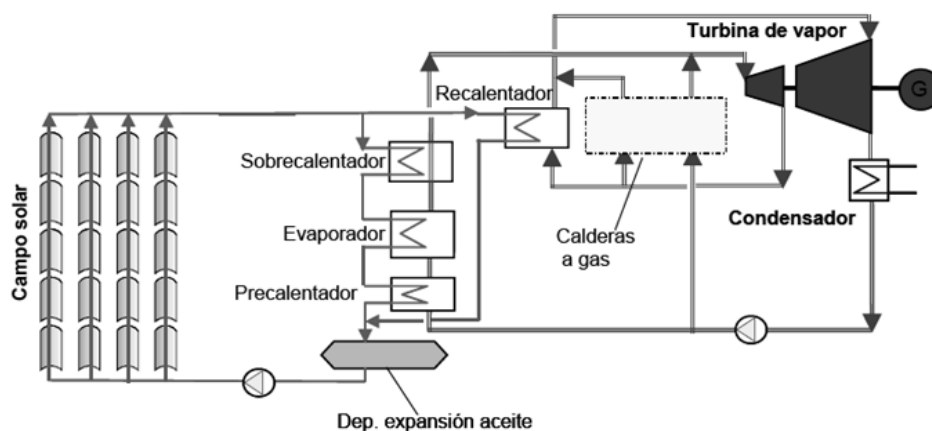
Fig.10 Colector cilindro-parabólico

La parábola incluye en su foco un lineal que contiene fluido de trabajo, que normalmente es un aceite térmico, elevándolo por concentración a una temperatura cercana a los 400 °C. El posterior uso típico del aceite caliente es lo que se denomina tecnología



HeatTransfer fluit, es decir, promover un intercambio de calor entre aceite y normalmente agua para obtener vapor sobrecalentado. Este vapor se enviará a un ciclo Rankine para obtener potencia eléctrica en el eje de la turbina. Normalmente incorpora precalentadores y recalentadores y otros sistemas para mejorar rendimientos del ciclo.

En esta tecnología, típicamente no existe almacenamiento de la energía, limitándose el uso de los captadores a aquellos días/ horas en los que existe una radiación suficiente. Es por ello que se suelen instalar calderas auxiliares de gas para generar electricidad si fuese necesario, en los periodos con radiación no suficiente como las noches. Estas calderas pueden colocarse en paralelo al circuito de colectores o bien servir como un aporte extra al calentamiento regular de los colectores, es decir, actuar de recalentadores. También ayudan al mantenimiento de cierta temperatura en el fluido para evitar su degradación.



**Fig.11 Esquema de funcionamiento típico Cilindro-Parabólicos [38]**

Uno de sus puntos débiles reside en el tubo absorbedor, cuya temperatura límite de trabajo está en torno a los 450°C. Además como citamos en la tecnología fresnel, el fluido de trabajo está compuesto por componentes peligrosos como bencénicos o fenólicos.

Una solución de futuro, interesante desde el punto de vista de I+D sería aprovechar la problemática de la temperatura inferior a 450°C para utilizar estos colectores en aplicaciones industriales de media temperatura, como los procesos de alimentación y textil.

Actualmente, a nivel mundial las dos grandes vías de desarrollo para el suministro a gran escala de electricidad solar térmica se basan en centrales solares con sistemas de almacenamiento térmico en sales fundidas y en la integración de colectores solares en centrales de ciclo combinado, siendo muy necesaria la existencia de diferentes iniciativas internacionales que conduzcan a mecanismos de apoyo nacionales (primas, subvenciones, etc.), tal y como veremos más adelante, con el fin abaratar los costes de instalación y operación de estos sistemas.

### **1.3 LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA**

Una vez analizado el contexto mundial y los tipos de tecnologías más relevantes en lo que a termosolar se refiere, procedemos a analizar la implantación en España, con los hechos pasados y el futuro inmediato de esta energía.

#### **1.3.1. La Normativa española**

La andadura de España regulando la producción con energías renovables podemos hablar que se remonta a la década de los 80, tras la crisis del petróleo. España necesita reducir su dependencia energética del exterior y mejorar la eficiencia del consumo de energía en la industria. La Ley 82/1980 [5] actuaba en ese sentido y consiguió fomentar en pequeña medida la autogeneración eléctrica y la generación en pequeñas centrales hidráulicas.

Posteriormente en los 90 se promulgaron otras leyes y reales decretos en los que se establecían los criterios para incentivar y promover la cogeneración y las energías renovables.[6]

Pero en 1997 con la Ley 54/97 [7] del sector eléctrico que buscaba su modernización, se diferenció a los productores, siendo los de renovables junto con la cogeneración los denominados en Régimen Especial, con una potencia inferior a 50 MW. Éstas podrían acogerse a tarifa regulada o participar en el mercado de producción. En el primer de los casos recibirían el precio medio final que pagan los adquirientes en el mercado más una prima mientras que en el segundo, aparte de la prima recibirían el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y los complementos que les fueran correspondidos. También se fijaba un objetivo: la producción con régimen especial debía ser del 12 % en 2010.

Las empresas generadoras realizan ofertas de venta de energía para cada hora del día. Estas ofertas se van casando, dando prioridad a las que ofrecen la electricidad más barata, hasta cubrir toda la demanda del mercado. La última oferta de venta casada es la que determina el Precio Marginal Horario, que se aplica a todos los generadores que hayan resultado casados para esa hora.

Cabe citar que es recurrente decir que las primas a las renovables son muy elevadas en comparación al resto. Como dato se incluye la siguiente gráfica de impacto positivo y negativo en la economía española de las energías renovables.

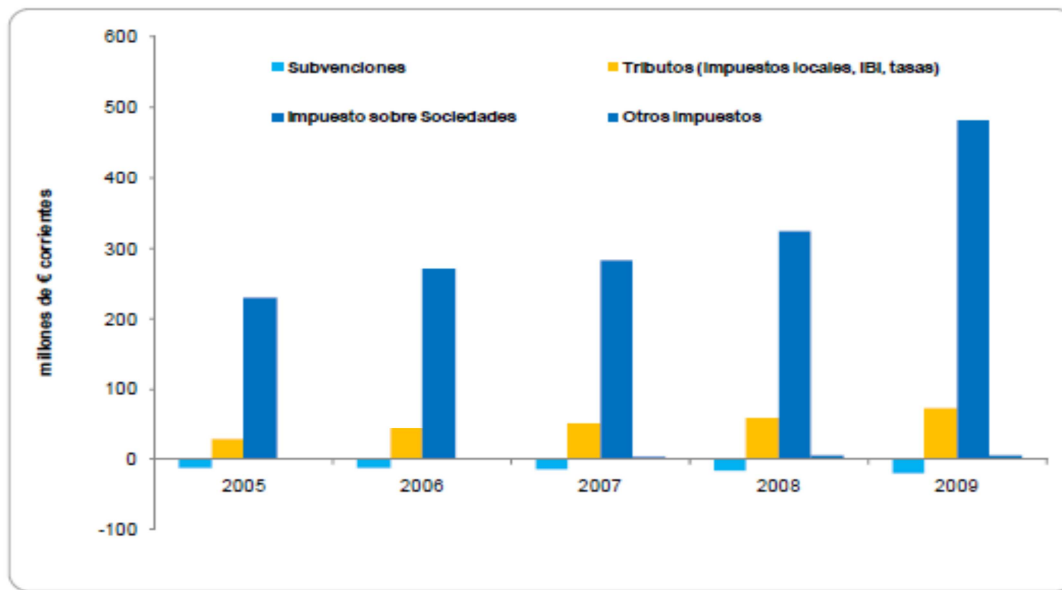


Gráfico.6 Evolución de la recaudación con EERR en España. [39]

En base al último objetivo se elaboró el Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) [8], en Diciembre de 1999, donde se estableció los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir el objetivo ya citado.

Pero ya en el año 2000 debido a la escasa participación en el mercado de las denominadas como régimen especial, se promulga la Ley 6/2000 [9] por la que se obliga a las de régimen especial con potencia superior a 50MW a acudir al mercado diario de producción, mientras que se fijan objetivos para incentivar la participación de las de potencia menor, además de la cantidad de 0,009015 €/kWh en concepto de garantía de potencia si se acudía al mercado.

Ya en el año 2002 se define la Tarifa eléctrica media o de referencia (TMR). Esta tarifa junto con el RD 436/2004 [11] estableció un nuevo marco regulatorio para el régimen especial. El titular de la instalación puede decidir entre vender su producción o excedentes de energía al distribuidor, percibiendo una tarifa regulada que será un porcentaje de la TMR o bien proceder a vender dicha cantidad en el mercado diario a través de un contrato bilateral, percibiendo el negociado más un incentivo por participar y una prima si procediera.

En Agosto de 2005 se aprueba el Plan de Energías renovables para el periodo 2005-2010 en el que se fijan unos objetivos de generación con energías renovables equivalentes al 12,1% del consumo de primaria y 30,3% de abastecimiento de electricidad para el año 2010.

La situación a finales de 2009 era la siguiente:

	Objetivos PER 2005-2010	Finales 2009
Consumo de energía primaria abastecida por EERR	12,1%	9,4%
Producción eléctrica con EERR	30,3%	25,1%

**Tabla.1 Diferencial entre objetivo de PER y real**

Finalmente, el RD 661/2007 [12] deroga el RD 436/2004 ya explicado y se establece una actualización de criterios para regular la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Introduce además una novedad, estableciendo una prima para instalaciones en régimen especial de más de 50 MW, excluyendo la hidráulica, así como para cogeneración y co-combustión.

Dentro de la actualización de la regulación cabe citar los siguientes hechos:

- ✓ La retribución no irá ligada al TMR, sino que lo hará ligada a la evolución de índices económicos como el IPC o el precio del gas natural.
- ✓ Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica
- ✓ Se obliga a las instalaciones con potencia superior a 10MW a conectarse a un centro de control de producción.
- ✓ Para el caso que nos ocupa se permite compensar la falta de irradiación con calderas auxiliares siempre que no se supere un 15% de la producción total anual de electricidad con el combustible auxiliar en venta libre o a un 12% si se establece tarifa regulada.

Dentro de todo lo anterior para el caso termosolar que nos ocupa, denominado como grupo b1.2 o instalaciones que utilizan la energía solar para su aprovechamiento termosolar, se establece lo siguiente: Los titulares de las instalaciones pueden optar por ceder la electricidad al sistema a través de la red percibiendo por ello una tarifa regulada única para todos los periodos de programación y expresada en c€/Kwh o bien acudir al mercado de producción y obtener un precio libremente negociado complementado si procediera con una prima también en c€/Kwh.

Esa prima consiste en una cantidad adicional al precio que resulte del mercado horario que se denominará precio de mercado de referencia pero se tiene un límite superior e inferior para la suma del precio de mercado de referencia más la prima. Se calcula del siguiente modo:

Si el precio de mercado más la prima de referencia está entre el límite superior e inferior fijado, el valor a percibir será la prima de referencia en esa hora. Por otro lado para valores del precio de mercado más prima de referencia inferiores al límite inferior se recibe la diferencia entre ese límite y el precio horario del mercado diario en esa hora y si el precio del mercado está comprendido entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre límite superior y el precio del

mercado de referencia en esa hora. En caso de superar el precio de referencia al límite superior, la prima a percibir será nula.

Para el caso que nos ocupa, los valores de referencia son:

	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inferior c€/kWh
b 1.2	Primeros 25 años	26,9375	25,4	34,3976	25,4038
	En adelante	21,5428	20,32		

**Tabla.2 Primas para la termosolar según RD 661/2007 [12]**

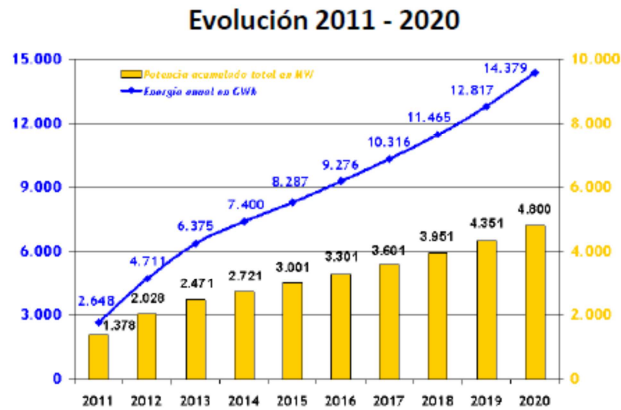
Como vemos, el precio por kWh a tarifa regulada los 25 primeros años es significativo y asegura poder hacer estimaciones por su condición de tarifa regulada, con lo que se ha visto que desde el punto de vista del rendimiento de la inversión era interesante apostar por la energía termosolar. Otra aportación importante de este Real Decreto es una referencia de potencia en generación de cada una de las tecnologías para salvaguardar la calidad del suministro eléctrico y minimizar las restricciones. Estos objetivos coincidían con el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Para la termosolar reserva un objetivo de 500 MW en 2010, que se cumplió pues se alcanzaron 831 MW, un 60% más que el objetado.

Posteriormente a ese Plan de Energías renovables, se ha desarrollado en España por parte del Ministerio de Industria español y el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDEA) una actualización de objetivos para los años siguientes, del 2011-2020 y se ha denominado, PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER). Este documento responde también a la Directiva Europea del 23 de Abril del año 2009 que ya ha sido citada con anterioridad. En paralelo al PANER se ha desarrollado el PER 2011-2020 que incluirá los objetivos del PANER y además análisis adicionales para los distintos sectores. [44]

En los citados documentos se exponen las políticas en temas energéticos que se van a llevar a cabo en los próximos años que tienen algunos importantes objetivos:

	2010	2015	2020
Energías Renovables	82632 GWh	113325 GWh	152835 GWh
% Renovables sobre producción bruta (sin consumos en generación)	27,6	32,1	36,0
Potencia Termosolar	282 MW	3001 MW	4800 MW

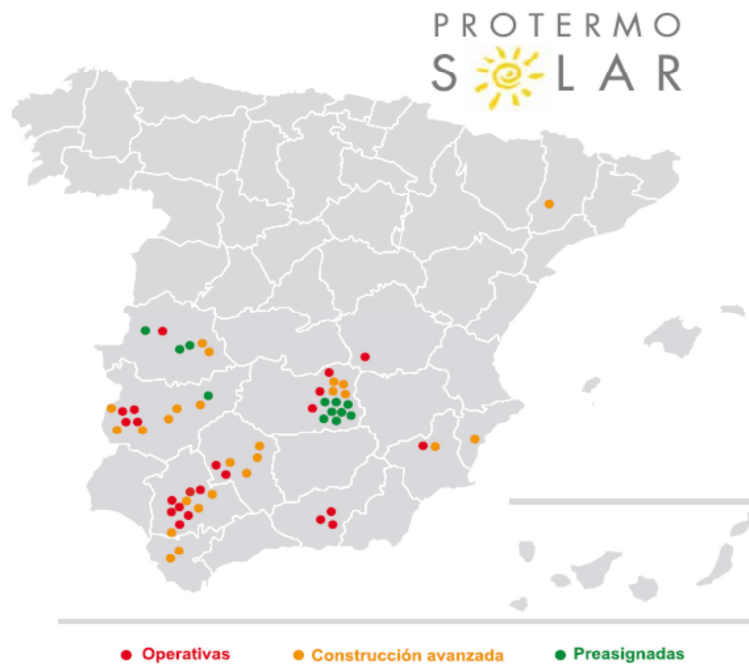
**Tabla.3 Objetivos PANER 2011-2020**



**Gráfica.7 Evolución prevista PER en Termosolar [40]**

Es en este contexto actual donde se está produciendo un crecimiento significativo del número de centrales termosolares en nuestro país, siendo en su mayoría de tecnología de cilindros parabólicos y situadas en Andalucía y Extremadura. A finales de 2011 están instalados 1379 MW de potencia termosolar, frente a los 282 MW del año anterior.

#### LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA



**Fig.12 Mapa Termosolar en España. Protermosolar. Octubre 2011 [41]**

Situación	Número de centrales	Potencia
En operación	23	952,4
Construcción avanzada	26	1252,5
Pre asignadas	12	320,4

**Tabla.4 Situación centrales Termosolares en España Octubre 2011 [41]**

Como podemos observar en los datos anteriores se va a duplicar el número de centrales operativas en España en un espacio corto de tiempo. Además el crecimiento parece continuar, pues existen ya asignadas y con fecha de puesta otras 12 centrales. Sin embargo en el mes de Enero de 2012 y tras el cambio de Gobierno se ha aprobado el RDL 1/2012 por el que se suspende de forma temporal los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, con lo que se abre un nuevo periodo de incertidumbre en España para este tipo de energías y se tendrán que actualizar objetivos para los años venideros.

Esto sin embargo no afecta a las ya existentes y asignadas por lo que no se ha paralizado la construcción de las que aparecían en la figura anterior.

### 1.3.2. Ejemplos de centrales operativas en España

#### **PS10 Solar Power Tower. Abengoa.**

**Primera central comercial de campo de helióstatos.**



**Fig.13 Torre PS10**

Población: Sanlúcar La Mayor (Sevilla).

Potencia Nominal: 11MW

Puesta en marcha: Noviembre 2006



### **Andasol-1. Cobra.**



**Fig.14 Bloque potencia Andasol-1**

Población: Aldeire (Granada).  
Potencia Nominal: 50MW  
Puesta en marcha: Noviembre 2008  
Almacenamiento: No

### **La Risca. Acciona/Mitsubishi Corp.**



**Fig.15 Vista de la planta desde el bloque de potencia.**

Población: Alvarado (Badajoz)  
Potencia Nominal: 50MW  
Puesta en marcha: Septiembre 2009  
Almacenamiento: No



### **Majadas. Acciona/Mitsubishi Corp.**



**Fig.16 Vista del campo solar Majadas.**

Población: Majadas del Tiétar (Cáceres)

Potencia Nominal: 50MW

Puesta en marcha: Octubre 2010

Almacenamiento: No

# CAPÍTULO 2

## CENTRAL TERMOSOLAR

### 50MW

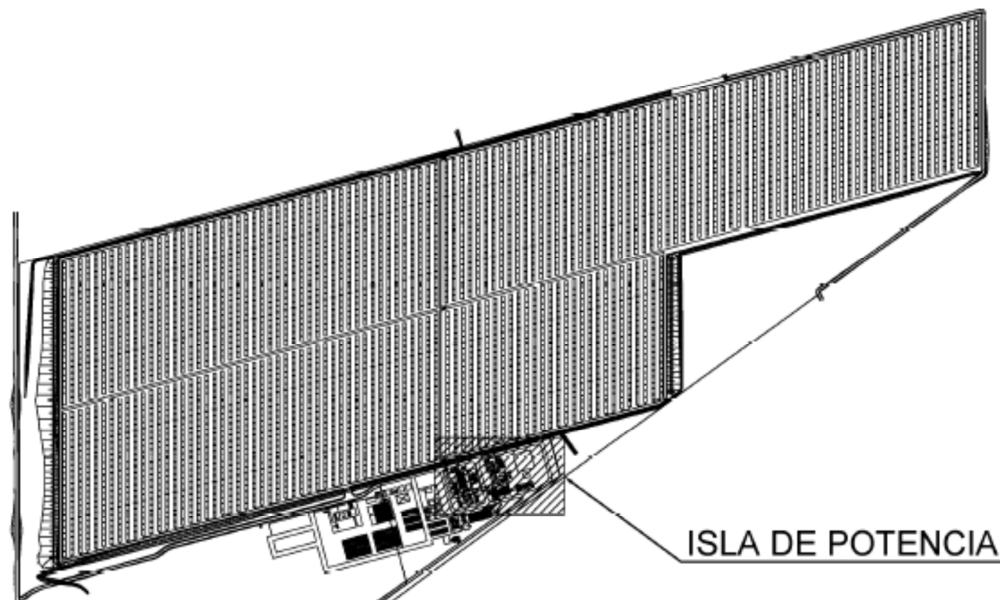
---

## **2.1 Descripción general de la planta.**

Después de presentar la realidad Termosolar en España conocer las principales tecnologías, nos disponemos a presentar la central que nos ocupa en este proyecto. Se encuentra en construcción en Andalucía, una de las regiones españolas con mejor característica solar para la energía termoeléctrica.

El principio fundamental del proyecto es convertir la energía primaria solar en energía eléctrica, mediante un campo solar de colectores cilíndrico-parabólicos y un ciclo agua/vapor de 55 MWe de capacidad nominal.

El campo solar es el sistema encargado de absorber la radiación solar y transmitirla al fluido transmisor de calor (aceite térmico), el que a su vez, cederá dicha energía térmica al ciclo de agua/vapor de la isla de potencia a través de dos cadenas paralelas de intercambiadores de calor para operar un turbogenerador.



**Fig.17 Vista general de la planta.**

Para su cometido, la planta dispondrá de:

- Un campo solar, compuesto por cuatro subcampos con colectores solares cilindro-parabólicos dispuestos en paralelo.
- Dos trenes de generación de vapor por intercambio, en paralelo.
- Un grupo de turbina de vapor y generador.
- Un sistema de fluido térmico HTF.
- Equipos auxiliares asociados.

Cada tren de generación de vapor consiste de lo siguiente:

- Un precalentador de agua de alimentación.
- Un generador de vapor.
- Un sobrecalentador.

El fluido HTF recogido en los colectores llega cercano a 400°C a los generadores de vapor, donde se transfiere calor al agua y se logra evaporación. El vapor resultante es conducido a los sobrecalentadores, donde se eleva su temperatura. El vapor sobrecalentado será enviado a la unidad de alta presión (HP) de la turbina de vapor. El vapor saliente de la turbina de alta presión será conducido al sistema de generación de vapor para su paso por un recalentador. Una vez recalentado vuelve a las condiciones de presión y temperatura requeridas y se introduce en el cuerpo de baja presión de la turbina de vapor. El vapor de la descarga (LP) será conducido a un condensador refrigerado por agua. La refrigeración del condensador será realizada mediante torre de refrigeración.

La planta utilizará gas natural como combustible para:

- Mantenimiento de la temperatura del fluido térmico por encima de su punto de congelación y evitar degradación.
- Compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía limitándose la generación eléctrica a partir de dicho combustible, en cómputo anual, a un 15% de la producción total anual de electricidad siempre que se establezca una venta libre de energía en el mercado o a un 12% si se establece tarifa regulada (De acuerdo con lo establecido en el RD 661/2007 [\[12\]](#)).

La planta termosolar se divide en cuatro zonas diferenciadas, estas son:

- Campo solar: La zona el campo solar se sitúa en la parte norte de la planta y se compone de un total de 96 lazos de colectores cilindro-parabólicos. A su vez, el campo solar se divide en cuatro sub campos de 24 lazos cada uno. Esta partición es debida a que es necesario dividir los circuitos de HTF en cuatro zonas. Esos circuitos se distribuyen y confluyen en el mismo punto del campo solar, aproximadamente situado en el centro del mismo. En este punto se sitúan las tuberías principales (impulsión y retorno) de aceite cuyo punto de partida es el bloque de potencia. En los extremos E-O se dispone de protecciones contra el viento por ser las orientaciones de viento dominantes y por la orientación perpendicular de los espejos.
- Bloque de potencia: El bloque de potencia se sitúa en la zona sur-este del campo solar. Está organizado en las siguientes zonas:
  - ✓ Área de la turbina, no va inmersa en edificio, está protegida por un cerramiento acústico.

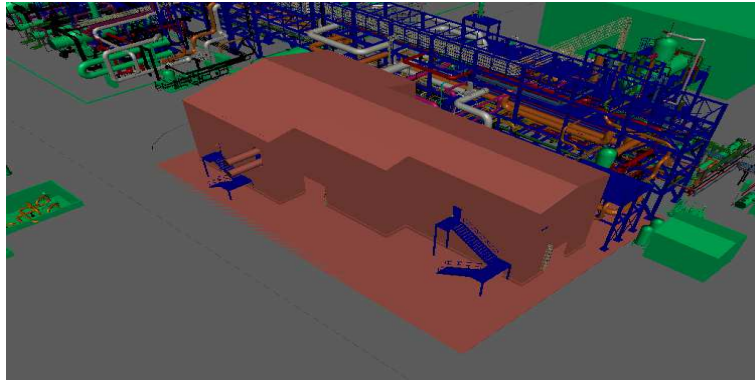


Fig.18 Vista del cerramiento de turbina.



Fig.19 Vista general de la disposición de la turbina.

- ✓ Planta de GNL con acceso para recarga de camión y ERM para la regulación de gas bien sea procedente de la planta de GNL o de red.

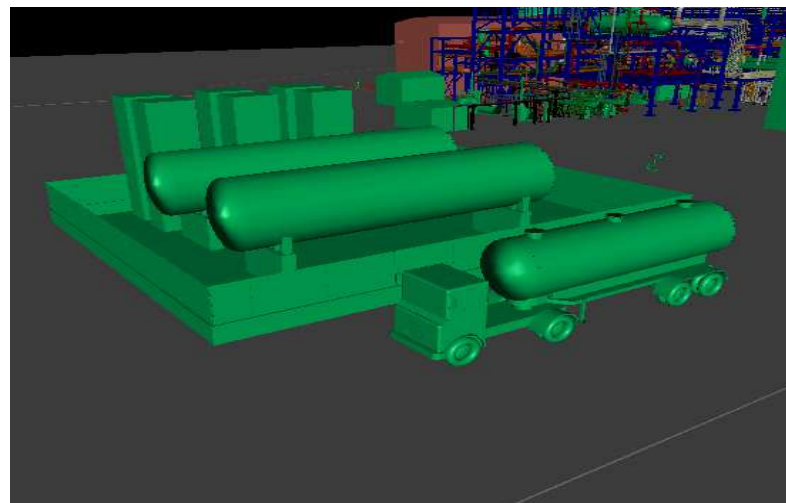
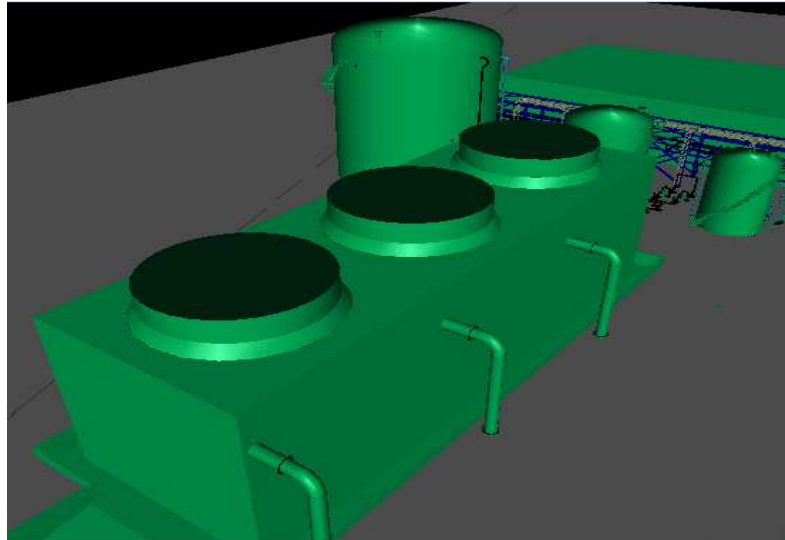


Fig.20 Tanques gas natural Licuado

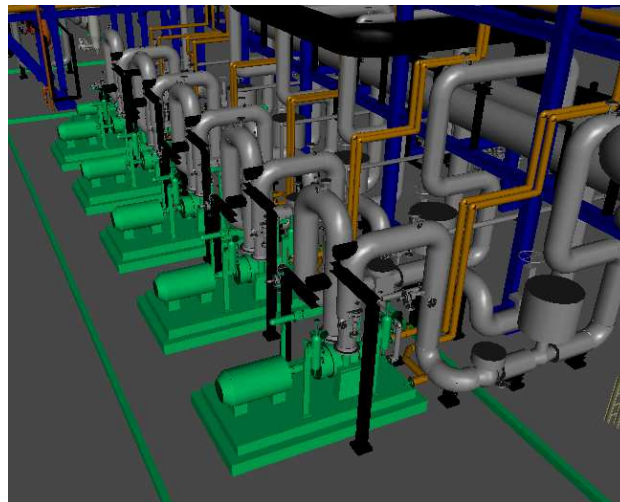
- ✓ Torres de refrigeración



**Fig.21 Torres de refrigeración.**

Tal y como hemos visto, presentamos un pequeño esquema gráfico del recorrido del avance del ciclo, en el [ANEXO 2 pág. 102](#).

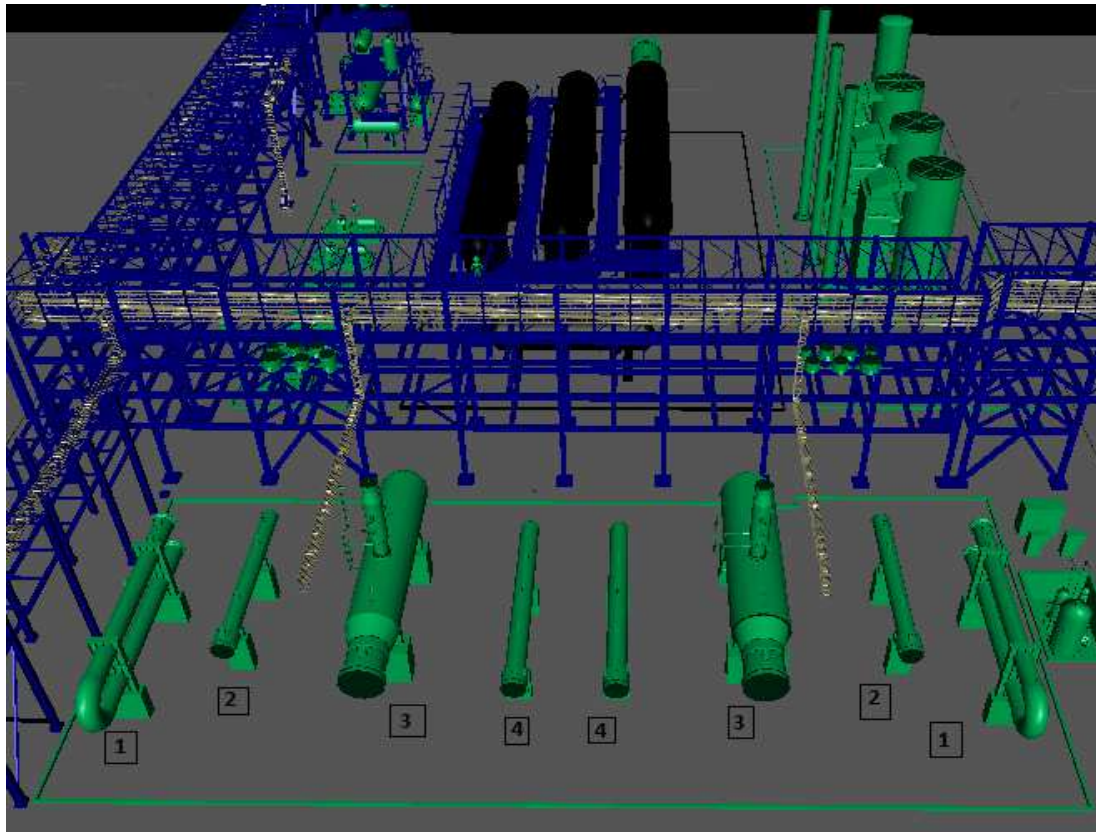
En primer lugar el fluido HTF será bombeado desde una posición cercana al campo solar a través de la tubería de impulsión.



**Fig.22 Bombas de impulsión HTF**

En su retorno, y con la temperatura suficiente (cercana a  $400^{\circ}\text{C}$ ) es enviado al conjunto precalentadores, generadores y sobrecalentadores, dispuestos en dos trenes como podemos ver a continuación.





**Fig.23 Trenes de Generación de Vapor**

1. Recalentador
2. Sobrecalentador
3. Generador vapor
4. Precalentador

## **2.2 Equipos**

A continuación se muestran algunos de los equipos citados y otros que son de especial relevancia por ser conexión a tuberías que van a ser analizadas, de condensado y de gas natural o por su aportación al ciclo.

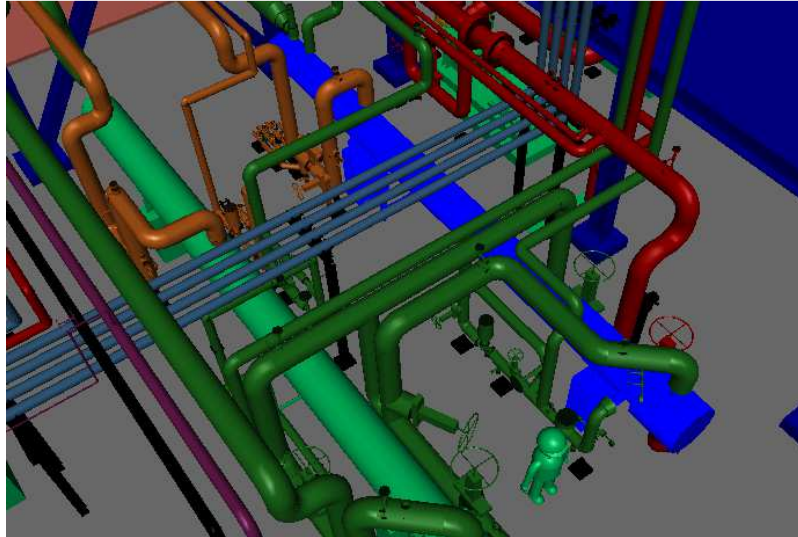
- Colectores.



**Fig.24 Colectores solares.**

Son capaces de concentrar la radiación solar unas 80 veces en su tubo receptor. Además disponen de un sistema de seguimiento solar para que en todo momento se produzca el reflejo de radiación en el tubo absorbedor de manera óptima

- Calentadores agua alimentación

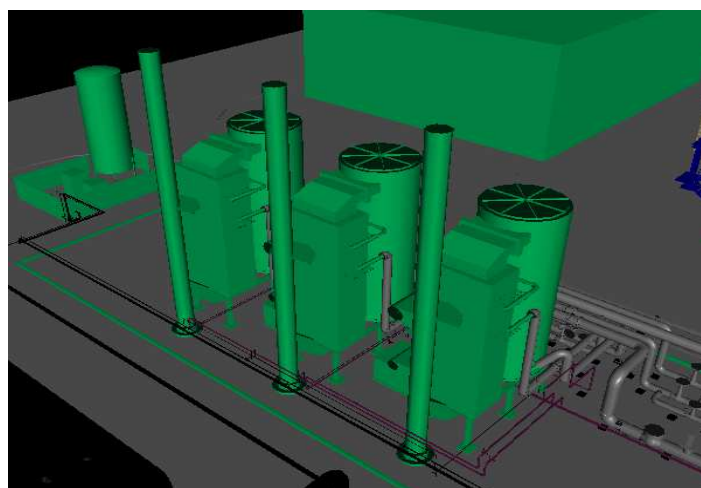


**Fig.25 Calentador resaltado en azul.**

Incrementan la temperatura de entrada del agua a los precalentadores de los trenes de generación de vapor hasta los 250º gracias a la aportación de una extracción desde el cuerpo de alta presión de la turbina de vapor. No están situados en los trenes de generación.

Existen tres extracciones de vapor en el cuerpo de alta presión y otros dos en el cuerpo de baja. Ver ANEXO 2 pág.102.

- Calderas auxiliares HTF

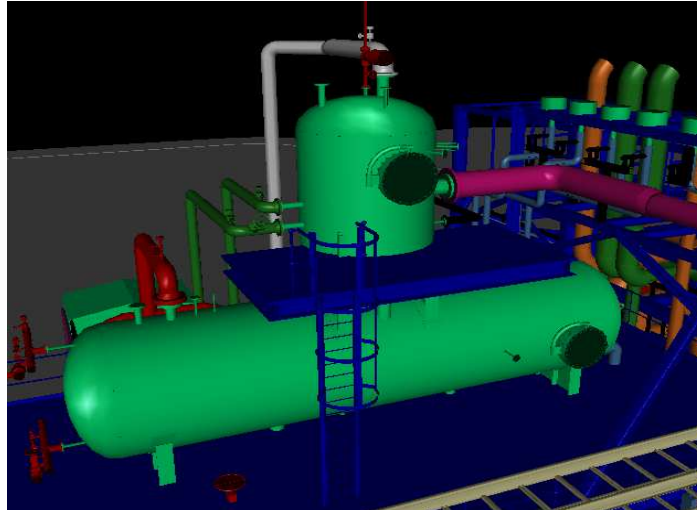


**Fig.26 Vista de las tres calderas HTF.**



La función de las calderas de HTF se comentó en la parte de normativa. Son tres calderas que con gas natural calentarán el fluido de trabajo cuando no se alcance el mínimo requerido por con el funcionamiento de los colectores.

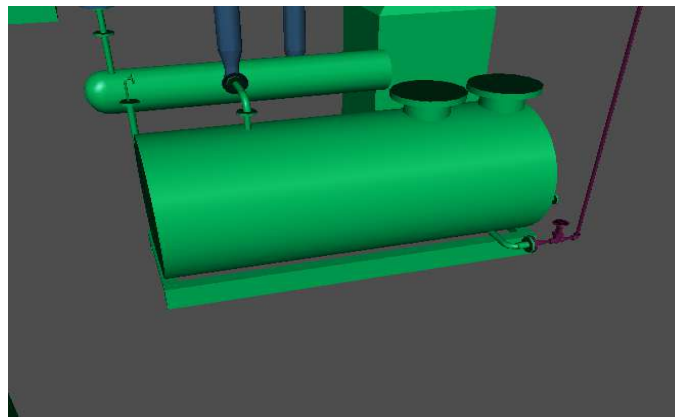
- Tanque de agua de alimentación y desaireador.



**Fig.27 Desgasificador y tanque de almacenamiento.**

El desaireador cumple el cometido de eliminar el oxígeno y el dióxido de carbono que pueda contener el agua de alimentación que se convertirá en vapor más adelante del proceso.

- Caldera vapor de sellos



**Fig.28 Caldera vapor sellos.**

La caldera de vapor de sellos es un equipo que genera vapor para minimizar la pérdida de presión en las extracciones de la turbina de potencia, y evita que entre aire en el condensador y que éste pierda vacío. Suele ser pirotubular y de baja potencia, entorno a 1MW. Entra en funcionamiento en paradas y arranques.

# CAPÍTULO 3

## DISEÑO DEL SOPORTADO DE LOS SISTEMAS GAS NATURAL Y CONDENSADO

---

El objetivo de este capítulo es desarrollar un método para conseguir un funcionamiento correcto de los sistemas de tuberías que componen la planta así como unos esfuerzos en las conexiones con los equipos tales que no perturben el funcionamiento adecuado de éstos, entendido el funcionamiento en condiciones normales y anormales.

### ***Metodología de Trabajo.***

Por metodología de trabajo entendemos aquellos pasos que hay que llevar a cabo para conseguir un resultado satisfactorio en cuanto a la disposición de una tubería en una planta, satisfactorio desde el punto de vista tensional y desde el punto de vista de interferencias con otras líneas. Así, esta secuencia puede ser:

1. Establecimiento de las condiciones de diseño tales como presión y temperatura, las cuales son datos suministrados por el diseñador del sistema dentro del ciclo de la planta, el ingeniero de proceso.
2. Selección de los materiales de la tubería, dependientes de la severidad de condiciones del proceso, que se calculan en base al caudal, la velocidad y la presión además de la corrosión, la fragilización y la resistencia y que son nuevamente datos suministrados por el ingeniero de proceso dentro del ciclo de la planta y lo hace en base a normativas o especificaciones de tubería como ASME B36.10 [42].
3. Diseño preliminar del recorrido del sistema de tuberías en la planta.  
En este paso se pretende que la tubería disponga de un recorrido tal que no afecte al funcionamiento de otras líneas y que a su vez conecte entre los puntos indicados en el diseño del sistema dentro del ciclo.  
Este trabajo será realizado por el diseñador gráfico, que lo hará teniendo en cuenta el diámetro de la tubería y el aislamiento que le corresponde según el diseño del sistema en el ciclo así como cierta separación entre líneas para permitir desplazamientos que ayudarán a mantener la línea dentro de los límites tensionales. En la medida de lo posible y en base a la experiencia, también diseñará para facilitar el soportado de la tubería.
4. Establecimiento del espesor mínimo de pared (Schedule) conforme a normativa para las temperaturas y presiones de diseño, de manera que la tubería resista los esfuerzos tangenciales. Esto será dato de partida para el soportado y suministrado también desde proceso. Los Schedule utilizados son los definidos por la normativa ASME B36.10 [42] e indican el espesor de la tubería. Cabe citar que para un diámetro dado, si variamos el Schedule lo que varía es el diámetro interior y por tanto disminuye o aumenta el espesor de pared.
5. Análisis de flexibilidad y diseño del conjunto de soportes para el sistema de manera que se cumplan niveles tensionales admisibles comparando con normativa, en todos los puntos. Es en este paso donde la experiencia reducirá la dificultad del soportado, pues el método utilizado es prueba-error hasta alcanzar el resultado satisfactorio. Será objeto de explicación posterior pues en este paso es donde se utiliza software de cálculo basado en FEA (Elementos finitos) explicado más adelante. Se debe tener en cuenta en este paso el hecho

de que no siempre es posible soportar en un punto elegido debido a que en él exista imposibilidad de colocar una estructura auxiliar que lleve a cabo ese soportado. Si esto ocurriese, se puede optar por intentar soportar en otro punto o bien por estudiar un recorrido de tubería alternativo.

6. Comprobación de esfuerzos en puntos terminales. Frecuentemente la tubería está conectada a unos equipos cuyos fabricantes suministran unos esfuerzos máximos en los puntos donde se conectan las tuberías con los citados equipos. Se debe cumplir que los esfuerzos obtenidos en esos puntos al hacer el análisis estén por debajo de los suministrados. Además el fabricante suministra unos desplazamientos de las tubuladuras o conexiones con la tubería que influirán en el análisis de estrés y por tanto debemos tener en cuenta.
7. Una vez se ha obtenido un diseño satisfactorio se eligen en base a algún estándar de soportes, las estructuras y los elementos auxiliares que cumplirán con el soportado definido.

Esta metodología forma parte de la amplia disciplina de Mecánica en el proyecto en el cual se puede incluir este proyecto, es decir, la parte de Mecánica es una de las disciplinas involucradas en la central y este documento versa sobre uno de los trabajos que se desarrollan en la citada disciplina, por tanto, de la metodología empezamos por el punto 5, siendo los anteriores suministrados por el resto de involucrados en la disciplina de Mecánica.

### **3.1. Fundamentos del Análisis de flexibilidad.**

Todos los cálculos de flexibilidad y las comprobaciones a realizar en el sistema de tuberías para planta de generación que se van a analizar en los siguientes apartados están contenidos en la norma **ASME B31.1 "Power Piping"** [13], si bien, el resto de normativas como la EN 13480 tienen un proceder parecido para analizar la flexibilidad, con un teoría general aplicada similar y comprobaciones análogas, aunque difiriendo en algunas fórmulas y métodos de cálculo. Se utilizará esta normativa no sólo por ser la de uso en IDOM si no porque es la que tiene un uso más extendido para este tipo de proyectos.

En análisis de flexibilidad tiene como objetivo verificar que los esfuerzos existentes en la tubería consecuencia de sus condiciones de operación normal y anormal, así como sus características físicas están dentro de unos límites admisibles definidos por la normativa.

Antes de analizar los pasos que la normativa indica a seguir para obtener un correcto recorrido de sistema de tuberías, se indican las solicitaciones más comunes y cargas a las que se ve sometido dicho sistema.

#### **PRESIÓN INTERIOR DURANTE OPERACIÓN**

El fluido conducido suele estar a una presión mayor a la atmosférica lo que provoca tensiones en la tubería. La presión usada a efecto de cálculo de acuerdo a ASME B31.1 [13] es

la presión de diseño de la línea, la cual es siempre como mínimo la presión de operación más un cierto margen de seguridad.

### PRESION INTERIOR DURANTE PRUEBA DE PRESIÓN (PRESIÓN DE PRUEBA)

De cara a mantener estanqueidad se suele someter a las tuberías a una prueba de presión. Esta presión suele ser un 50% superior a diseño habrá de tomarse en consideración en los cálculos como un modo de operación más. Se realiza con agua.

### PESO

Se debe considerar el peso muerto de los componentes que constituyen el sistema de tuberías, como el peso de la misma, del fluido portado, su aislamiento o elementos de línea como válvulas, instrumentos, etc...

### EXPANSIÓN TÉRMICA

Como consecuencia de operación del sistema a temperaturas superiores a las de temperatura ambiente, se generan tensiones al impedir a la tubería dilatar libremente. Estas tensiones suman como efecto a tener en cuenta en condiciones de operación.

### VIENTO

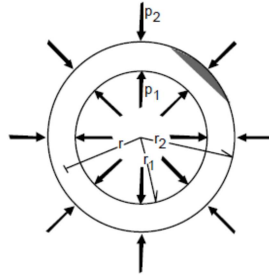
Las tuberías situadas a la intemperie se ven sometidas a la acción del viento. Normalmente se utiliza normativa referente a Código técnico de Edificación para extrapolarlo a tuberías por falta de norma para tuberías como tales. El efecto que se utiliza es el de una fuerza que se obtiene al multiplicar el área de exposición por un coeficiente de forma y por una presión que se le presupone al viento en la zona y que aparecerá en el citado Código según regiones. El efecto más significativo del viento es aumentar momentáneamente la fuerza en las conexiones a equipos, pero los suministradores suelen tener en cuenta este efecto, por lo que no vamos a considerarlo en los modos de operación de Caesar en los sistemas de este Proyecto.

#### 3.1.1. **Tensiones en un sistema de tuberías.**[14]

Todas las solicitaciones debidas a incrementos de presión generan unas tensiones en el sistema de tuberías que se pueden resumir en tres tipos: circunferencial, radial y longitudinal. Además tendremos que tener en cuenta los efectos de la expansión térmica de los materiales implicados.

En la siguiente figura se observa el dibujo esquemático de las solicitaciones circunferencial y radial así como la función que determina el campo tensional en cualquier punto de la tubería (función de Airy). La formulación hasta Airy está ampliamente explicada en la bibliografía. [14]

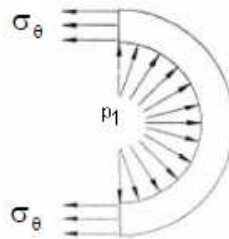
Tomando como volumen de control un corte transversal de la tubería tenemos:



$$\sigma_r = \frac{1}{r_2^2 - r_1^2} \left[ r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2 + \frac{r_1^2 r_2^2}{r^2} (p_2 - p_1) \right]$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{r_2^2 - r_1^2} \left[ r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2 - \frac{r_1^2 r_2^2}{r^2} (p_2 - p_1) \right]$$

La tensión circunferencial  $\sigma_\theta$  (hoop stress) se debe a la presión existente en el interior de la tubería y actúa de forma tangente a la circunferencia descrita por ésta. Como vemos, si asumimos un espesor de pared lo suficientemente pequeño en comparación con el diámetro de tubería, podemos simplificar la función y asegurar que:



$$\sigma_\theta = \frac{p_1 \cdot D}{2 \cdot t}$$

Siendo t el espesor de la tubería y D el diámetro interior.

La tensión radial (radial stress) se debe también a la presión interior de la tubería y adopta la forma perpendicular a la pared de la tubería. Se puede obtener a través de la función de tensión o de Airy [14]. Si aplicamos las simplificaciones, como en el primer caso, obtenemos:

$$\sigma_r = \frac{1}{r_2^2 - r_1^2} \left[ r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2 + \frac{r_1^2 r_2^2}{r^2} (p_2 - p_1) \right]$$

$$r_1^2 \cong r_2^2 \cong r^2$$

$$\sigma_r = 0$$

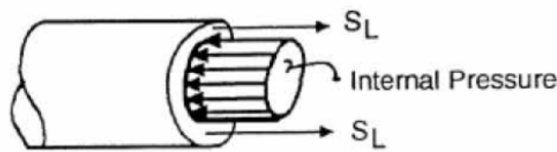
La tensión longitudinal (longitudinal stress), que denominaremos  $S_L$  se debe a presión interior y a cargas que provoquen momentos de flexión en la tubería, como el peso propio, y a fuerzas axiales:

El término debido a presión interna adopta la forma:

$$S_L = \frac{P \cdot D}{4 \cdot t}$$

Siendo  $t$  el espesor de la tubería y  $D$  el diámetro interior.

El término de tensión longitudinal máxima debido a flexión por las diferentes cargas. Incluidas térmicas, adopta la fórmula:



$$S_L = \frac{M}{Z}$$

Donde  $M$  es el momento flector en el punto de cálculo y  $Z$  es el momento resistente de la sección de la tubería que depende de su diámetro y espesor.

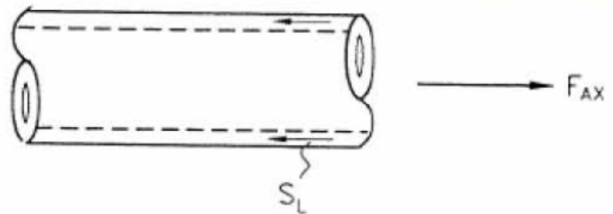
$$Z_y = \max_z \left| \frac{I_y}{z} \right| \quad Z_y = \max_y \left| \frac{I_{zy}}{y} \right|$$

Donde

$I_y$ : momento de inercia.

$z$ : distancia al punto más alejado de la fibra neutra.

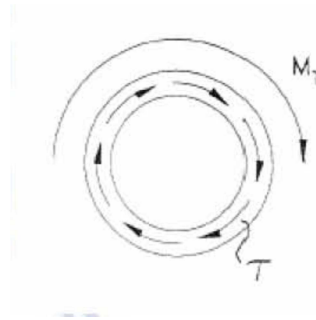
Por otro lado, el término de tensión longitudinal debido a cargas axiales adopta la forma:



$$S_L = \frac{F}{A}$$

La tensión longitudinal será pues la suma de los distintos términos explicados.

Adicionalmente se pueden generar tensiones tangenciales como resultado de cargas de torsión y tangenciales.



$$\tau_{max} = \frac{M_z}{I_0} R$$

Una vez que se conoce las distintas tensiones que se pueden ocasionar es necesario definir un criterio de fallo, un criterio de plastificación. Existen varios recogidos en la bibliografía [15]. Todas se basan en comparar con los resultados del ensayo de tracción para la tensión de plastificación aplicando diferentes interpretaciones.

La mayoría de los códigos de diseño para este tipo de centrales usan Rankine o teoría del máximo esfuerzo normal [15]. Actualmente éste está entrando en desuso en otros análisis y se utilizan algunos como Tresca o Von Mises [16]. Esto unido a que la base de la formulación fue generada en los años 50 hace que se utilice en la actualidad una formulación sencilla y en ocasiones conservadora.

Todo lo comentado hasta ahora acerca del criterio de fallo se usa para saber si una tubería está del lado de la seguridad o no, aplicado a las tensiones denominadas primarias analizadas por ser generadas por sollicitaciones primarias también. La característica principal de estas sollicitaciones es que provocan colapso o rotura en una única aplicación de las mismas. Como ejemplo, peso, viento, presión, sismo...

Pero existen otras, llamadas secundarias las cuales tienen como característica que son autolimitantes, es decir, que una vez llegada a cierta deformación, su acción desaparece y se alivian. El caso más habitual son las cargas térmicas o por desplazamiento de los apoyos. Este tipo de tensiones provocan el fallo del sistema por la aplicación repetitiva de la sollicitación (fatiga).

El criterio de validación de estas últimas no es frente al límite elástico del material sino frente a un límite de tensiones que garantice que la aplicación repetitiva de la sollicitación no va a provocar el colapso o rotura del sistema.

Cabe completar esto con el hecho de que el comportamiento a fatiga de accesorios como codos o TEs no es igual a la de un tubo recto. Es decir, se comprueba experimentalmente que dichos accesorios falla en un menor número de ciclos a igualdad de rango de desplazamientos en un tubo recto.



Parece intuitivo ese comportamiento, debido a las ovalizaciones que sufren los citados bajo ciclos de carga que hacen aumentar la flexibilidad por una parte y, por otra, provocan mayores tensiones asociadas a los desplazamientos. Para tener en cuenta ese hecho, la normativa ASME B31.1 [13] hace uso de los factores de intensificación de tensiones (stress intensification factors, SIF), obtenidos experimentalmente. Estos elementos son:

-Codos



Fig.29 vista codos 90°.

-Codos mitrados.



Fig.30 vista codos mitrados 90°

-TEs



Fig.31 TEs.

#### -Uniones SW.

Las uniones socket weld (SW) se realizan realizando un rebaje a la tubería que se incrustará en el codo, TE u otro elemento de tal manera que quede acoplada parte de la misma dentro del elemento citado. Tras esto se aplica un cordón de soldadura a la zona de contacto.



**Fig.32 Codo SW**

#### -Uniones roscadas.



**Fig.33 Unión roscada.**

#### -Reductores.



**Fig.34 Reductor de pipa.**

A continuación se muestra un extracto del código ASME B31.1 [13] donde se muestran los SIFs a tener en cuenta.

(07)

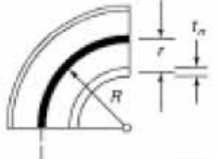
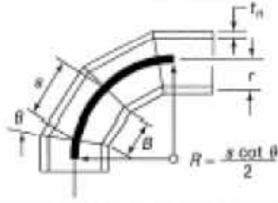
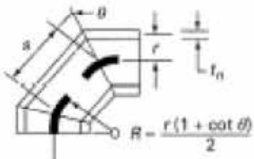
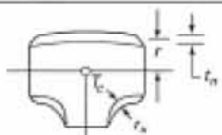
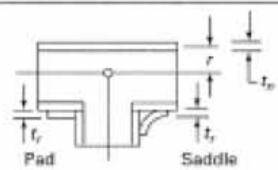
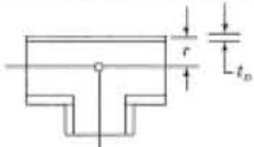
Table D-1 Flexibility and Stress Intensification Factors				
Description	Flexibility Characteristic, $h$	Flexibility Factor, $k$	Stress Intensification Factor, $j$	Sketch
Welding elbow or pipe bend [Notes (1), (2), (3), (4), (5)]	$\frac{t_w R}{r^2}$	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	
Closely spaced miter bend [Notes (1), (2), (3), (5)] $s < r(1 + \tan \theta)$ $B \geq 6 t_o$ $\theta \leq 22\frac{1}{2} \text{ deg}$	$\frac{s t_o \cot \theta}{2 r^2}$	$\frac{1.52}{h^{1/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	
Widely spaced miter bend [Notes (1), (2), (5), (6)] $s \geq r(1 + \tan \theta)$ $\theta \leq 22\frac{1}{2} \text{ deg}$	$\frac{t_o (1 + \cot \theta)}{2 r}$	$\frac{1.52}{h^{1/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	
Welding tee per ASME B16.9 [Notes (1), (2), (7)]	$\frac{3.1 t_o}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	
Reinforced fabricated tee [Notes (1), (2), (8), (9)]	$\frac{(t_o + \frac{t_r}{2})}{r (t_w)^{1/3}}$	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	
Unreinforced fabricated tee [Notes (1), (2), (9)]	$\frac{t_o}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	

Fig.35 SIF en normativa ASME B31.1

### 3.2. **Comprobaciones ASME B 31.1** [13]

Una vez conocidas las sollicitaciones y las tensiones más frecuentes en los sistemas de tuberías, vamos a resumir las comprobaciones que según normativa ASME B31.1 [13] debemos cumplir y por tanto también debe cumplir el programa que utilizemos.

#### 3.2.1 Comprobación a presión

Tiene por objetivo determinar el espesor mínimo necesario a usar según la presión de diseño de la tubería y su temperatura. En la misma se comprueba que las tensiones circunferenciales del sistema son inferiores a la tensión admisible. La fórmula del código para esta comprobación es:

$$t_m = \frac{PD_o}{2(SE + Py)} + A$$

Donde:

$t_m$ : espesor mínimo de tubería necesario.

$D_o$ : Diámetro exterior de la tubería.

SE: tensión máxima admisible del material de la tubería que depende de la temperatura de diseño de la tubería. Cuanto mayor es la temperatura menor es la tensión máxima admisible del material. Este valor se encuentra en la propia normativa en un apéndice.

P: presión de diseño de la tubería.

Y: factor situado en un apéndice de la norma que depende de la familia del material de la tubería (ferrítico o austenítico) y de la temperatura de diseño. Los aceros al carbono y aleados son ferríticos mientras que los inoxidables más habituales son austeníticos.

A: sobreespesor de seguridad aplicado con el fin de prever el desgaste debido a corrosión y erosión.

Como se observa en la fórmula aplicada es muy similar a la explicada anteriormente para determinar la tensión circunferencial generada por la presión, pero el código ha incluido pequeñas modificaciones, como el término  $P_y$  que lo compara con el límite elástico del material al cual aplica un factor de seguridad para obtener la tensión admisible.

### 3.2.2 Comprobación de tensiones sostenidas

Esta comprobación se suele conocer “sustained”. En la misma, el código requiere que las tensiones generadas por la aplicación de cargas primarias sostenidas (aplicadas durante la mayor parte del tiempo, constantemente, suponiéndosele unas 800h/año) sean inferiores a una cierta tensión:

$$S_L = \frac{PD_o}{4t_n} + \frac{0.75iM_A}{Z} \leq 1.0 S_h$$

Donde:

$S_L$ : suma de tensiones longitudinales debidas a cargas sostenidas.

$D_o$ : Diámetro exterior de la tubería.

$t_n$ : espesor nominal de la tubería.

$P$ : presión de prueba de la tubería.

$M_A$ : momento resultante en la sección debido a cargas durante la prueba (normalmente presión y peso)

$Z$ : módulo resistente de la sección.

$S_h$ : tensión admisible del material, que en este caso es 90% del límite elástico del material a temperatura ambiente.

Como vemos, el proceder es calcular las tensiones longitudinales generadas por las cargas sostenidas y las compara frente al límite elástico del material, incluyendo un factor de seguridad en el momento más desfavorable, cuando la tubería está a su máxima temperatura de operación.

### 3.2.3 Comprobación de tensiones ocasionales.

En esta comprobación se requiere que las tensiones generadas por la aplicación tanto de cargas primarias sostenidas (las que están aplicadas durante la mayor parte del tiempo, tomando como criterio 800 h/año) como ocasionales ( las que actúan menos de las 800 h/año) sean inferiores a cierto valor de tensión, según la siguiente expresión:

$$\frac{PD_o}{4t_n} + \frac{0.75iM_A}{Z} + \frac{0.75iM_B}{Z} \leq kS_h$$

Donde:

$P$ : Presión de diseño de la tubería

$D_0$ : Diámetro exterior de la tubería

$t_n$ : Espesor nominal de la tubería

$i$ : Factor de intensificación de tensiones (SIF)

$M_A$ : Momento resultante en la sección debido a cargas sostenidas, normalmente presión y peso.

$M_B$ : Momento resultante en la sección debido a cargas ocasionales (viento, sismo, transitorios hidráulicos, descarga válvulas seguridad, etc..)

$Z$ : Módulo resistente de la sección

$K$ : Factor que incrementa la tensión admisible al tratarse de cargas ocasionales. Entre 1,15 y 1,2

$S_h$ : Tensión admisible del material a la máxima temperatura de operación del mismo. Esta tensión se sitúa en 2/3 del límite elástico del material, tabulada en apéndice de la normativa.

Cabe destacar que en la anterior fórmula, se observa como el término debido a presión en las tensiones longitudinales es idéntico al explicado en la sección 3.2 sobre tensión longitudinal debida a presión interior. Los dos siguientes términos también son de la misma forma que el explicado en dicha sección para las tensiones longitudinales debidos a momentos flectores pero el código los mayor a con un 75%. Las fuerzas axiales se desprecian en este cálculo.

#### 3.2.4 Comprobación de tensión debida a desplazamientos. Expansión.

Esta comprobación se suele conocer como comprobación de expansión. En la misma se incluyen las tensiones generadas como consecuencia de los desplazamientos a los que se ve sometida la tubería, ya sean térmicos por su propia dilatación, que no ha sido considerada hasta ahora, o por movimientos de sus apoyos.

Es este caso una comprobación de tensiones a fatiga (ciclos repetidos de carga) y se debe hablar no de tensiones si no de rango de tensiones. Es decir, la variación de la tensión que se produce asociada a estos movimientos de un estado a otro.

La fórmula a aplicar queda:

$$S_E = \frac{iM_C}{Z} \leq S_A$$

Donde:

$i$ : Factor de intensificación de tensiones.

$M_C$ : Rango de momentos entre los estados estudiados debidos, normalmente, a la dilatación térmica o movimiento de puntos de soporte

Z: módulo resistente de la sección.

$S_A$ : Es el rango de tensión admisible:

$$S_A = f(1.25S_c + 0.25S_h)$$

Siendo  $f$  factor dependiente del número de ciclos esperados para los estados de estudio. Su valor viene recogido de acuerdo a la siguiente expresión donde  $N$  es el número de ciclos, siendo uno en la mayoría de los casos ( hasta 7000 ciclos de funcionamiento).

$$f = 6/N^{0.2} \leq 1.0$$

$S_c$ : Tensión admisible del material a la temperatura más baja del ciclo de carga. Este valor se encuentra tabulado en un apéndice del código.

$S_h$ : Tensión admisible del material a la temperatura más alta del ciclo de carga. Este valor se encuentra tabulado dentro del apéndice A del código ASME B31.1.

### 3.2.5 Comprobación de cargas en equipos.

Como ya introdujimos en la metodología de trabajo, la normativa nos indica que una vez que hemos obtenido un diseño de recorrido de tubería tal que no existen problemas tensionales en ningún punto, debemos comprobar los esfuerzos a la entrada de los equipos con los que conecta. Normalmente el fabricante del equipo suministra estos datos y debemos por tanto respetarlos en el diseño, de manera que a pesar de cumplir con los criterios de stress, el sistema no está cerrado hasta que no logramos dejarlos por debajo de lo suministrado, en ese punto.

En ciertas ocasiones este dato no se conoce o no está disponible en ese momento, por lo que se utiliza criterios auxiliares que permitan relativizar los esfuerzos que obtenemos.

Así, para el caso de bombas, se suele usar el código API 160 para bombas centrífugas, utilizando de manera general para todos los equipos el criterio conocido como la regla del triángulo.

$$\left| \frac{F_i}{F_o} \right| + \left| \frac{M_i}{M_o} \right| \leq 1$$

Donde:

$F_i$ : la mayor de las fuerzas ortogonales transmitida por la tubería al equipo.

$M_i$ : el mayor de los momentos transmitidos por la tubería sobre el equipo.

$F_o$ :  $2,4 \cdot A$  (N), siendo  $A$  ( $\text{mm}^2$ ) el área transversal del material de la tubería que conecta.

$M_0: 2,4 \cdot 10^{-3} \cdot Z$  (Nm), siendo  $z$  ( $\text{mm}^3$ ) el módulo resistente de la sección de la tubería que conecta.

Este último criterio suele ser bastante restrictivo por lo que se preferirá en cualquier caso el uso de información del fabricante. Las cargas debidas al viento introducen unos esfuerzos extra a las conexiones aunque el fabricante las suele tener en cuenta e introduce unos márgenes para que al diseñarlas no las tengamos en cuenta.

### 3.2.6 Comprobación de desplazamientos.

Otro resultado que puede dificultar la obtención de un recorrido de tubería satisfactorio es la existencia de movimientos elevados en determinadas zonas.

Por un lado debemos cuidar que en tramos rectos la caída vertical en operación no genere condensados en esa zona. Utilizaremos para ello el criterio de no superar los 20mm en media de caída en ningún punto del sistema de tuberías. Hay que tener en cuenta que no es lo mismo que una tubería de 2 pulgadas tenga una flecha máxima de 20 mm que esa misma distancia de flecha aparezca en una de 20 pulgadas, por eso se intentará minimizar dicha caída en cualquier caso.

También se suele suministrar por parte del fabricante de equipos a los que conectamos, unos desplazamientos máximos de tubuladuras que ejercen unos esfuerzos en nuestro sistema de tuberías, que debemos tener en cuenta a la hora del diseño.



### **3.3. CAESAR II**

Una vez se conocen las diferentes solicitaciones, así como las comprobaciones que necesitamos realizar para cumplir con la normativa ASME B31.1 “Power Piping” [13], se procede a analizar el programa informático que utilizaremos para implementar las citadas comprobaciones y alcanzar unos resultados satisfactorios respecto al recorrido de tubería de el/los sistema/as a analizar.

Cabe citar que existen alternativas al programa que se va a utilizar, si bien éste se encuentra plenamente aceptado en la industria y utiliza el mismo fundamento de cálculo que el resto: elementos finitos.

#### **3.3.1. Elementos Finitos.**[30]

Elementos finitos es un método numérico de resolución de problemas que resulta de gran importancia por su utilidad práctica. Se utiliza ampliamente, sobre todo en la etapa de diseño y pruebas de infinidad de elementos estructurales.

El fundamento de este método es subdividir el sólido en pequeñas partes (elementos) interconectadas entre sí a través de los nodos, de manera que suponemos que, el campo de desplazamientos en el interior de cada elemento, puede expresarse en función de los desplazamientos que sufren los nodos del citado elemento. Posteriormente, se podrá determinar la matriz de rigidez de cada uno, la cual una vez ensamblada siguiendo los pasos del análisis matricial de estructuras, permitirán la obtención de los desplazamientos en los nudos. Una vez conocidos estos, se puede determinar por método matricial, las tensiones y deformaciones en el citado elemento.

Sin entrar en formulación matemática que se puede consultar en la bibliografía, Caesar II se basa básicamente en lo anterior para, efectivamente, calcular los esfuerzos y las deformaciones en cada uno de los elementos, así como los desplazamientos de los nodos. Pero además incorporamos lo visto en el apartado anterior, compara con la normativa (posee amplia librería de normativas) lo obtenido y nos dice si cumplimos con ella o por el contrario debemos modificar nuestro diseño, como ya hemos dicho en la metodología de trabajo.

#### **3.3.2. Modelización del sistema. “Piping input”**

Lo primero que debemos tener en cuenta es el sistema de unidades que vamos a utilizar en nuestro análisis. La ventana de configuración para ello aparece al arrancar el programa. Normalmente se utilizan los milímetros (mm) en medidas de longitud, los N en medidas de fuerza y los °C para temperatura.

Review Current Units

ITEM	Internal Units	Constant	User Units	ITEM	Internal Units	Constant	User Units
Length	inches	25.4	mm.	Fluid Den.	lbs./cu.in.	0.0276799	kg./cu.cm.
Force	pounds	4.44822	N.	Transl.	lbs./in.	1.75127	N./cm.
Mass-dynamics	pounds	0.453592	Kg.	Rotl. Stiff.	in-lb/deg	0.112985	N.m./deg
Moment-input	in.-lb.	0.112985	N.m.	Unif. Load	lb./in.	1.75127	N./cm.
Moment-output	in.-lb.	0.112985	N.m.	G Load	g's	1	g's
Stress	lbs./sq.in.	6.89476	KPa	Wind Load	lbs./sq.in.	6.89476	KPa
Temp. Scale	degrees F	0.555556	C	Elevation	inches	0.0254	m.
Pressure	psig	6.89476	KPa	Cmpd Lng	inches	25.4	mm.
Elastic Modulus	lbs./sq.in.	6.89476	KPa	Diameter	inches	25.4	mm.
Pipe Density	lbs./cu.in.	0.0276799	kg./cu.cm.	Thickness	inches	25.4	mm.
Insulation Den.	lbs./cu.in.	0.0276799	kg./cu.cm.	Nominals			ON

Units File Label: SI (mm)

OK Cancel

Fig.36 Unidades en Caesar.

También debemos ajustar la biblioteca de normativa que vamos a utilizar. En nuestro caso ASME B31.1 [13] para el diseño de plantas industriales y ASME B36.10 [42] como norma dimensional de tuberías.

El resto de la configuración de Caesar II la dejaremos por defecto, salvo agregar un valor para el coeficiente de rozamiento para los puntos de apoyo de 0,3.

Una vez hemos introducido lo anterior debemos comenzar a introducir en la interfaz gráfica el desarrollo de tubería propuesto. Para ello contamos con los denominados planos isométricos de la tubería. Ver ANEXO 1 pág. 101.

Este plano generado en el programa de diseño nos indica el recorrido propuesto inicialmente por el diseñador para la tubería (ver metodología pág.36), de manera esquemática y acotado. Se incluyen todas las conexiones a equipos y a otras tuberías así como todos los elementos que incorpora la misma, como por ejemplo válvulas, medidores de flujo, silenciadores, etc...Para su generación el programa PDMS usado por el diseñador tiene en cuenta la normativa ya comentada.

También se tiene como información de entrada al programa las distintas condiciones de operación de la tubería en cuestión (se muestran en orden de aparición en el cajetín del isométrico). Ver ANEXO 1 pág. 101:

Presión Prueba (bar a)	Pres. Operación (bar a)	Temp. Operación (C)	Presión Diseño (bar a)	Temp. Diseño (C)	Especificación	Espec. Aislamiento	Espeor Aislam. (mm)	Tratam. Térmico
39	13.8	40.4	26	125	3A3	H	40	NO

Fig.37 Presiones y temperaturas en el isométrico.

- Presión de prueba hidráulica: presión que se alcanza en las condiciones de prueba hidráulica que se someterá la tubería con agua, para comprobar estanqueidad.
- Presión de operación: se define como la presión a la que estará sometida la tubería en condiciones normales de operación.
- Temperatura de operación: se define como la temperatura a la que estará sometida la tubería en condiciones normales de operación.
- Presión de diseño: presión alrededor de 50% superior a la de operación y que se utiliza como margen de seguridad frente a operación.
- Temperatura de diseño: temperatura alrededor de 50% superior a la de operación y que se utiliza como margen de seguridad frente a operación.
- Especificación: según la normativa ASME B31.1 [13] el tipo de tubería según su aplicación. Como ejemplo, la especificación 3A3: “Extracciones de baja presión de la turbina, condensado y vapor auxiliar”.
- Tipo de aislamiento: si no llevara aislamiento aparecería N, sin embargo si lo lleva podría ser PP ( PersonalProtection) o H (heat) para minimizar transferencia de calor.
- Espesor del aislamiento, si procede. Proviene del diseño de la tubería.

Hay que tener en cuenta el input de unidades utilizado para proceder a los cambios necesarios de los datos suministrados en el cajetín citado.

Toda la información anterior procede a su vez de otro conjunto planos, que contienen toda la información esquemática disponible sobre todas las líneas y equipos del proyecto. Su denominación genérica se toma de sus siglas en inglés P&ID's. Los P&ID's incluyen información sobre los instrumentos y su denominación, los equipos mecánicos y su denominación, las válvulas, las tuberías con tamaño e identificación, dirección del flujo, datos sobre la forma de operar el proceso y todas las instalaciones auxiliares como reductores, tomas de muestras, ventilación, desagües, etc...y constituyen la base para generar un isométrico de cualquier tubería. Será el ingeniero mecánico de proceso el encargado de generar estos planos teniendo en cuenta los distintos sistemas involucrados en la planta y su función así como la normativa existente. VER ANEXO 3 pág 103.

A continuación ya podemos empezar a introducir todos estos datos en el CAESAR II junto al desarrollo de tubería.

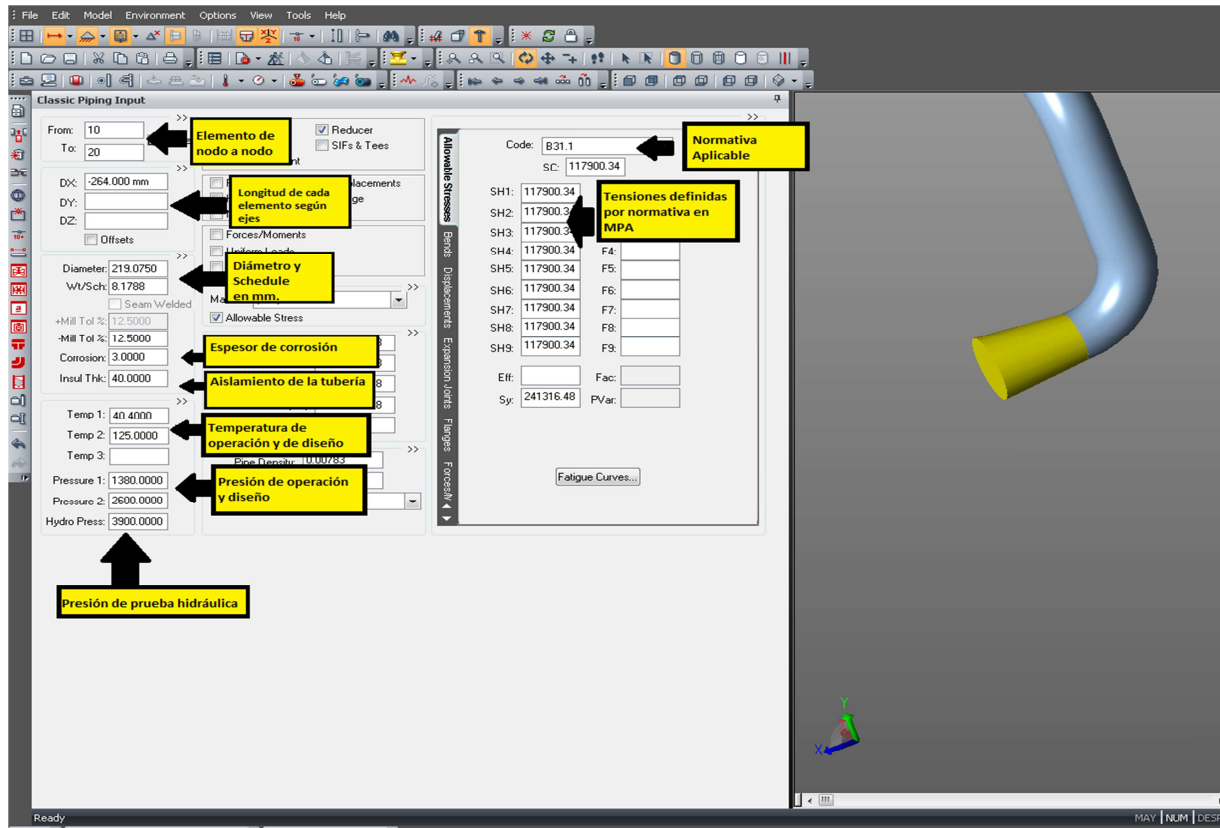


Fig.38 Piping input.

Como vemos en la captura, destacamos los siguientes elementos del input:

- Elemento de nodo a nodo: define el nodo inicio y final del elemento que estamos definiendo. Los nodos no son números consecutivos por si es necesario subdividir el elemento en futuros análisis.

- Diámetro y Schedule (mm). Se introduce el diámetro y el Schedule indicado en la isométrica en base a normativa. También el tipo de material que se utilizará, indicado en normativa. Normalmente es un acero catalogado como A106 B o C dependiendo de la severidad de condiciones.

- Espesor de corrosión. A efectos de sumar más material, se promedia la corrosión por 3 mm en todo el recorrido de tubería.

- Aislamiento: si procede, suma a efectos de sustentación y evita la pérdida de calor..

- Temperaturas y presiones de operación y diseño. Son las definidas en epígrafes anteriores y hacen referencia a las condiciones de operación normal de la planta y a las de prueba que serán sometidas para contener cierto margen de seguridad. Por otro lado encontramos la presión de prueba hidráulica, para verificar estanqueidad del sistema.

El desarrollo que se muestra en el isométrico debe ser introducido de tal manera que dividamos la tubería en elementos unidos por nodos y que éstos sumen las distancias totales propuestas, es decir, tendremos un elemento que vaya de un nodo A a otro nodo consecutivo B, y a continuación otro que vaya de B a C y así sucesivamente hasta completar el desarrollo propuesto que podemos ver en el anexo 1, ejemplo de plano isométrico. Estos nodos tienen unas coordenadas, las cuales usualmente se hacen coincidir con las que aparecen en el isométrico, que son las relativas al origen considerado en el proyecto, normalmente un punto de la turbina. También se puede usar otro origen y relativizar las coordenadas de todas las tuberías a éste. Por defecto, estos nodos aumentan de 10 en 10, es decir, el elemento 1 comienza en el nodo 10 y finaliza en el 20. Esto se puede cambiar también en la configuración, pero como hemos dicho lo dejaremos por defecto para posibles subdivisiones en siguientes análisis.

Según introducimos partes de una isométrica vemos como hay elementos como válvulas, silenciadores, bridas... Todos ellos se pueden modelar con un **elemento rígido**.

Todos los elementos rígidos a los que hacemos referencia siguen estándares diversos a la hora de diseño. Para conocer qué elemento hay que colocar y qué dimensiones y características va a tener habría que acudir a la normativa correspondiente a cada uno de ellos. A continuación se muestran elementos y las normativas que más frecuentemente se utilizan:

#### Flanges (Bridas)

Tamaño de  $\frac{1}{2}'' - 24'' \rightarrow$  ASME B16.5

Tamaño superior a 24''  $\rightarrow$  ASME B16.47

#### Fittings( Elementos de unión)

ASME B16.9, ASME B16.11, ASME B16.28

#### Valves (Válvulas)

API 602

Actualmente existen aplicaciones que simplifican la tarea de consultar la normativa correspondiente para cada uno de los elementos porque la incorporan a su biblioteca, así como la de otros muchos elementos y nos muestran las distintas características. Uno de ellos es Pipe Data, del cual se muestra una captura a modo de ejemplo:

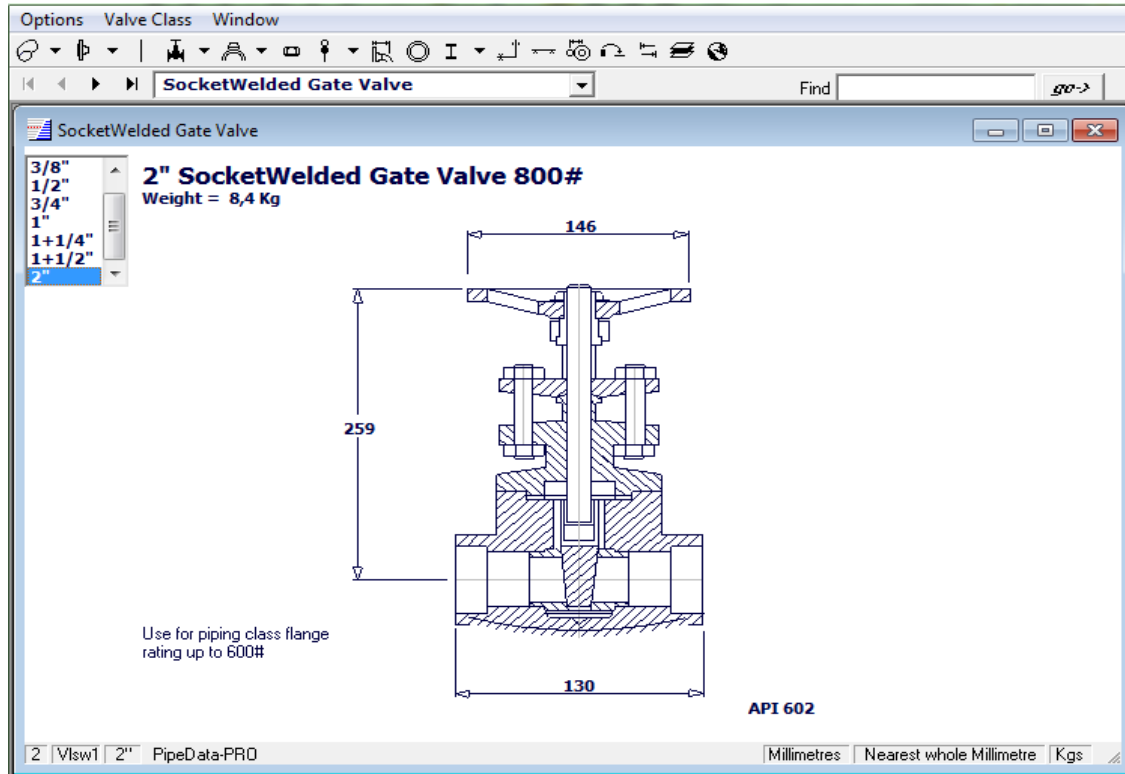


Fig.39 Pipe Data.

Con lo anterior podemos rellenar lo correspondiente a elemento rígido en el Caesar, con lo que finalmente tenemos:

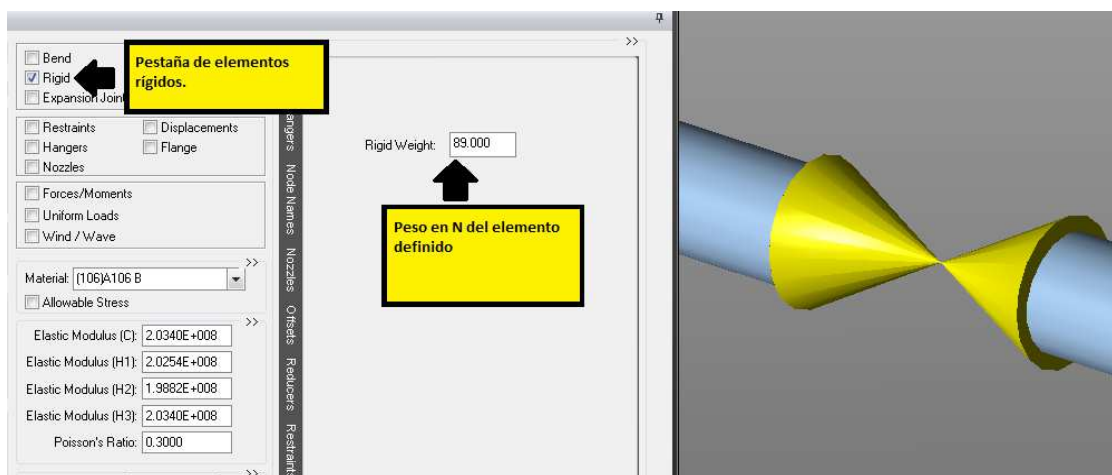


Fig.40 Elemento rígido.

Como hemos citado anteriormente en los criterios de flexibilidad, existen unos factores denominados SIFs que habrá que tener en cuenta en aquellas zonas que por su forma

o situación en el sistema se convierten en concentradores de tensiones y por tanto pueden ocasionar los principales fallos de estrés. Caesar, al indicarle que utilice la normativa ASME B31.1 hace uso de los que define ésta. Lo que si debemos indicarle es que en ese punto hay un elemento con SIF. Por ejemplo, un codo o una intersección:

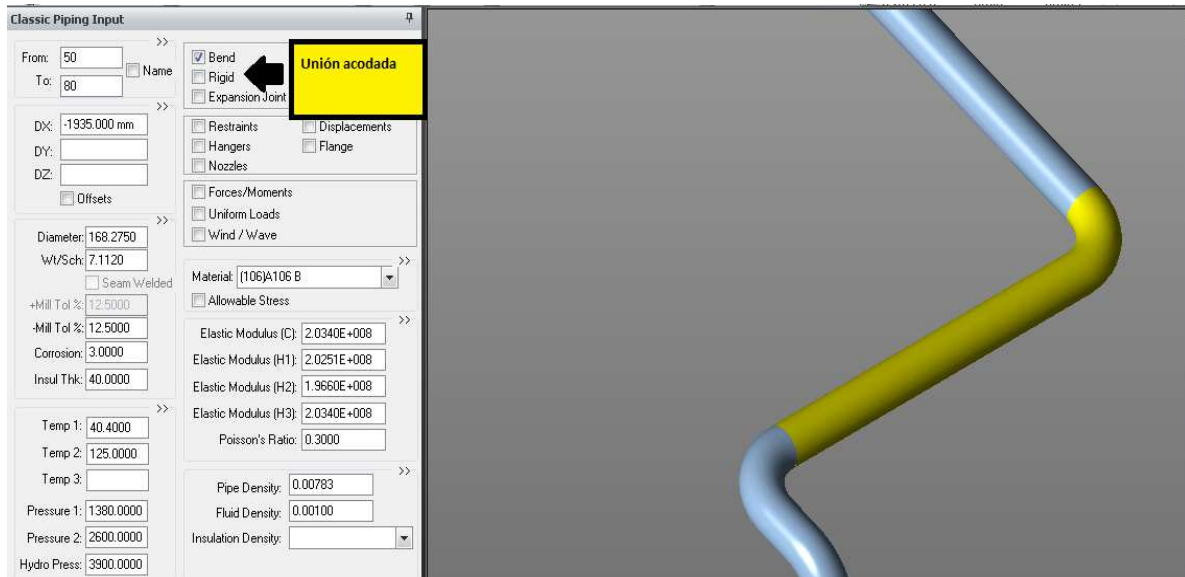


Fig.41 Codos 90° consecutivos

Caesar une dos direcciones por un elemento acodado, no teniendo que ser siempre ese cambio de dirección de 90 grados.

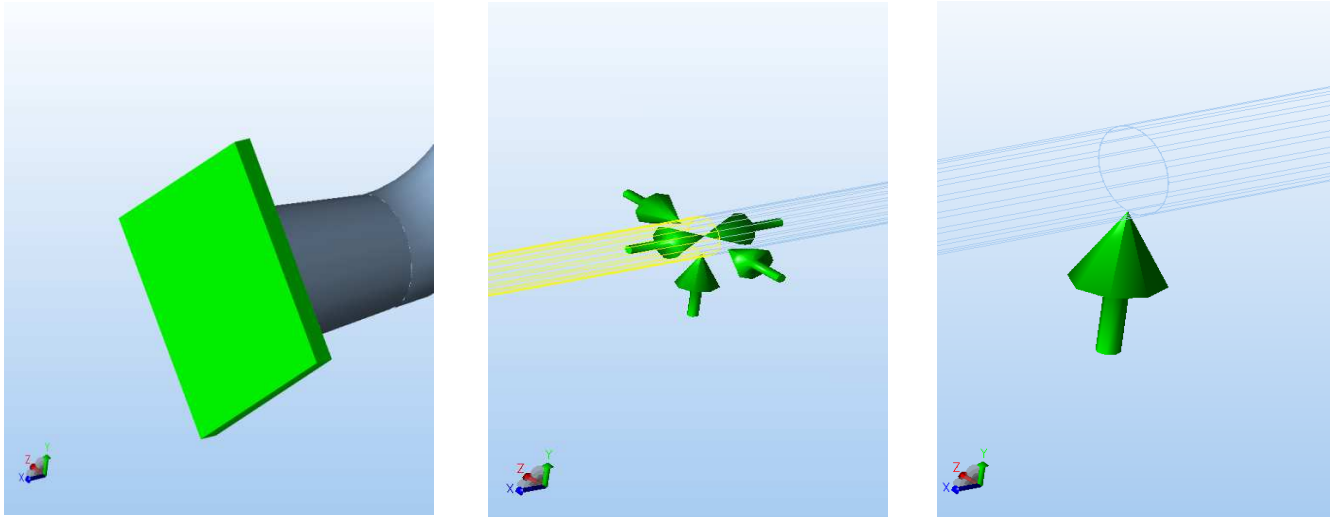
Con todo lo anterior ya tendríamos modelado el sistema salvo por un último paso. Antes de comenzar a soportar resulta una buena opción introducir los desplazamientos de los equipos hacia el sistema. Estos son desplazamientos máximos que se originan en el funcionamiento a carga nominal de los equipos a los que conecta la tubería y se obtienen por simple aplicación de la teoría de deformación térmica lineal de elementos en los propios equipos. En cualquier caso sólo lo introduciremos cuando el fabricante del equipo lo suministre, si no impondremos desplazamientos nulos y verificaremos los esfuerzos como ya explicamos en secciones anteriores, aunque no será lo idóneo pues no existen en la realidad puntos terminales con desplazamientos nulos, existen desplazamientos y además esfuerzos en esas conexiones.

### 3.3.3 Modelización de soportes.

Una vez introducido el modelo con el sistema de tuberías, pasamos a introducir los soportes que nos permitirán cumplir con la normativa ASME B31.1 [13]. En el cálculo de flexibilidad se debe definir la posición y tipo de los soportes necesarios sobre la línea y sobre todo el sistema. Como ya indicamos en la metodología, la disposición de los soportes además de dar unos resultados satisfactorios en el cálculo, debe ser construible, es decir, procurando que existan estructuras cercanas de apoyo, no situarse en puntos que interfieran accesos o áreas de mantenimiento, etc...Además debemos seguir un estándar para poder trasladar la información al montador mecánico. Para poder vislumbrar el dónde colocarlos sin ocasionar los problemas citados, es interesante recurrir a la maqueta de la planta.

Caesar no define soportes como tal, pero sí define grados de libertad restringidos en nodos, es decir, en el punto donde hemos decidido colocar el soporte debemos crear un nodo. El soporte ciertamente es un grado de libertad restringido, ya sea únicamente restricción a peso o cualquier otra. Si no existiera el nodo en la posición que lo queremos podríamos definirlo, sin más que dividir el elemento que lo contenga en otros, cambiando la longitud del elemento inicial y creando nuevos subnodos.

Los grados de libertad que se pueden utilizar van desde el anclaje o movimiento nulo hasta el la restricción de un grado de libertad o del movimiento en una dirección y sentido.



**F**  
**Fig.42 Restricciones como soportes**

En cada una de las distintas opciones podemos evitar que un nodo de la tubería se desplace en cierto sentido. El efecto del soportado será salvar la flecha que se forma por el peso, como ya explicamos en su momento, o impedir desplazamientos por dilatación en operación que causen fallos tensionales.

No existe una normativa general de donde se debe soportar, pero sí se tienen algunos criterios en base a experiencia o recomendaciones de normativa:



- En tramos rectos, hay que intentar soportar cada 2-3 metros en tuberías pequeñas, de hasta 4 pulgadas, para superiores podemos ir aumentando ese valor porque la flecha irá disminuyendo. Además uno de cada dos soportes irá guiado y en todo el tramo recto debe haber un limitador (guiado) axial del desplazamiento, preferiblemente en la mitad del mismo. También existe al respecto una tabla de distancias entre soportes en función del diámetro y el fluido portado.
- Evitar el soportado en codos o zonas concentradoras de tensiones, pues reduciríamos su capacidad de deformación sin fallo.
- Si tenemos tuberías con tramos paralelos, intentar soportar en aquellos en los mismos puntos ambas, para minimizar soportes auxiliares (estructuras).

El resto sólo serán recomendaciones basadas en experiencia previa para minimizar el tiempo invertido en prueba-error para lograr obtener un resultado satisfactorio en el sistema de tuberías.

### 3.3.3.1 Muelles.

Mención aparte en el soportado merecen los muelles. Estos elementos, especialmente utilizados en tuberías a más de 150°C en operación se utilizan en Caesar cargando una librería de cada fabricante. Es decir, seleccionamos un fabricante de muelles y por ende un muelle para utilizar en un punto marcando la pestaña “HANGER”. Los muelles se suelen colocar cerca de las conexiones a equipos porque mitigan las fuerzas que el sistema de tuberías les transfiere y esto resulta interesante porque como ya hemos hablado debemos cumplir con los valores suministrados por el fabricante.

No es necesario introducir datos de diseño del muelle pues Caesar, en base a los esfuerzos en el punto donde coloquemos el muelle se encarga de elegir del catálogo del fabricante el más idóneo.

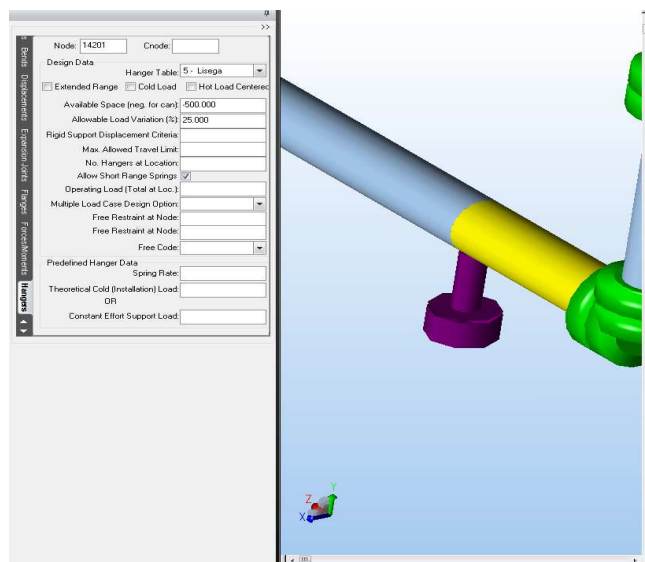
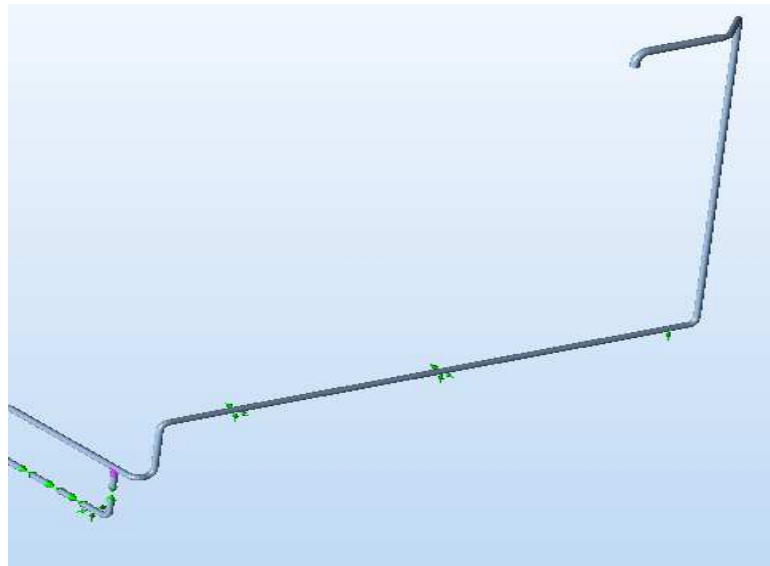


Fig.43 Muelle en input.

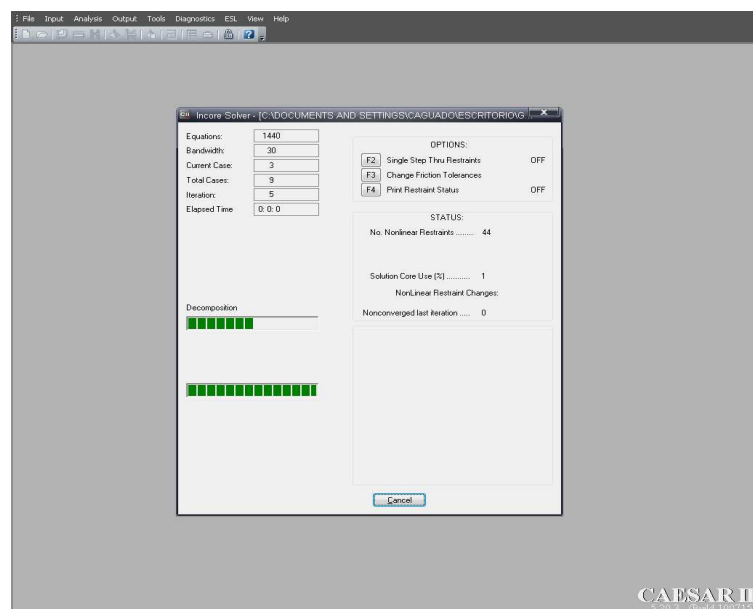
Cabe citar que el coste relativo de un muelle frente al resto de soportes es elevado, por lo que su uso se intentará evitar en la medida de lo posible. Además se pueden variar parámetros a nuestro criterio y así lograr diferentes efectos. Esto último queda fuera de este Proyecto por ser criterio para sistemas más complejos, como por ejemplo vapor principal.

Una vez conocidos los tipos de soportes y los parámetros básicos que hay que cumplir, ya podemos introducirlos en los puntos que creamos necesarios.



**Fig.44 Ejemplo soportado**

Cuando hemos cumplido con un diseño de soportado que creemos correcto, podemos comenzar las iteraciones.



**Fig.45 Ventana iteraciones.**

Acabada ésta podemos ver si el diseño del soportado ha sido el correcto, para ello debemos verificar “Stress Summary” y comprobar que no hay ningún nodo por encima del

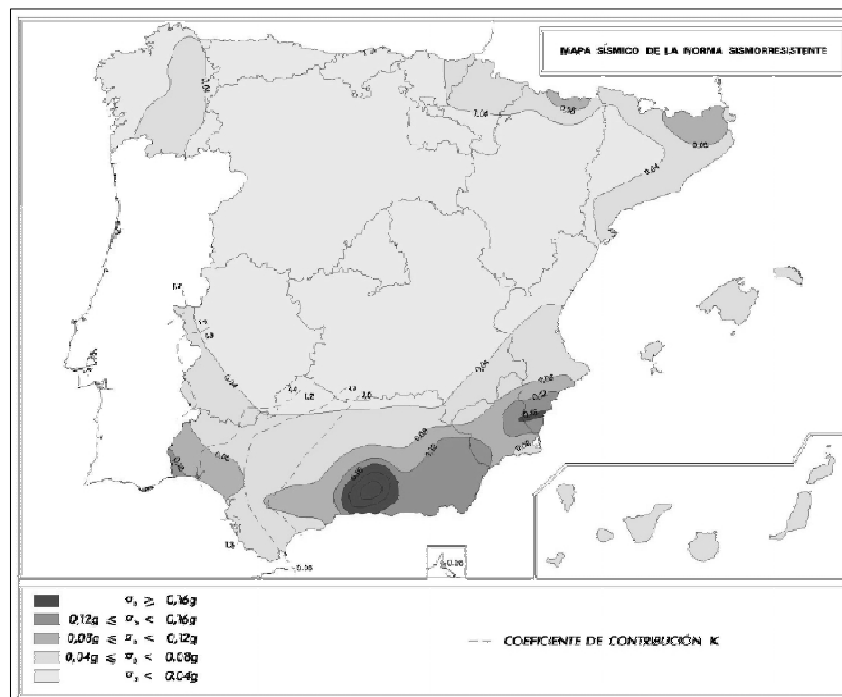
100% (lo que significaría que en ese punto no cumplimos con la normativa ASME B31.1 [13]) además de verificar la flecha máxima dentro de unos valores razonables y los esfuerzos en puntos terminales por debajo de los suministrados. Esto último se analizará en cada uno de los sistemas que dan título al proyecto.

### 3.3.4 Análisis dinámico.

En este apartado se analizará el comportamiento del sistema ante un eventual sismo. No existe un criterio claro sobre qué normativa se debe utilizar, no obstante el método más utilizado para evaluar este hecho es utilizar la normativa sobre construcciones sismorresistentes NCSE-02 [17] en vigor en España del 11 de Octubre de 2002.

Para ello se puede obtener la tabla de frecuencias y aceleraciones espectrales requerida por Caesar, para los cálculos dinámicos, basadas en las fórmulas y el espectro de respuesta de la aceleración elástica frente a terremoto, en base al mapa de peligrosidad sísmica, y la localización del emplazamiento de la Planta Termosolar.

#### Mapa de Peligrosidad Sísmica.



**Fig.46 Ventana iteraciones.**

**Aceleración sísmica básica ( $a_b/g$ ):** 0.06

**Ratio de contribución (K):** 1.1

### Calculo de aceleración sísmica

$$a_c = S \cdot \rho \cdot a_b$$

$a_b$  : Aceleración sísmica básica.

$\rho$  : Coeficiente de riesgo adimensional.

Para edificaciones de especial importancia:  $\rho = 1.3$

$S$  : El coeficiente de amplificación del terreno.

$$0,1g < \rho \cdot a_b < 0,4g \quad S = \frac{C}{1,25} + 3,33 \left( \rho \cdot \frac{a_b}{g} - 0,1 \right) \left( 1 - \frac{C}{1,25} \right)$$

Donde “C” es el coeficiente del terreno dependiente de las características geotécnicas del terreno.

C= 1.6, de los anexos de la normativa.

### Espectro de respuesta elástica

De normativa podemos obtener los siguientes resultados:

Si:

$$\begin{array}{ll} T < T_A & \alpha(T) = 1 + 1,5 \cdot T/T_A \\ T_A \leq T \leq T_B & \alpha(T) = 2,5 \\ T > T_B & \alpha(T) = K \cdot C/T \end{array}$$

Donde:

$\alpha(T)$  : Valor estándar del espectro de respuesta elástica.

T: Periodo de oscilación [s].

K: Contribución.

C: Coeficiente del terreno

$T_A, T_B$  : Periodo característico del espectro de respuesta.

$$T_A = K \cdot C/10$$

$$T_B = K \cdot C/2,5$$

Tabla de resultados introducida en CAESAR II para el Calculo Dinámico.

T (s)	$\alpha(T)$	Acel. Horizontal (g)	Acel. Vertical. (g)	Frec.(Hz)
0,03745	1,319176136	0,14054	0,09838	26,7022697
0,0446	1,380113636	0,14703	0,10292	22,4215247
0,05175	1,441051136	0,15352	0,10747	19,3236715
0,0589	1,501988636	0,16001	0,11201	16,9779287
0,06605	1,562926136	0,16651	0,11655	15,1400454
0,0732	1,623863636	0,17300	0,12110	13,6612022
0,08035	1,684801136	0,17949	0,12564	12,4455507
0,0875	1,745738636	0,18598	0,13019	11,4285714
0,09465	1,806676136	0,19247	0,13473	10,5652404
0,1018	1,867613636	0,19897	0,13928	9,82318271
0,10895	1,928551136	0,20546	0,14382	9,17852226
0,1161	1,989488636	0,21195	0,14836	8,61326443
0,12325	2,050426136	0,21844	0,15291	8,11359026
0,1304	2,111363636	0,22493	0,15745	7,66871166
0,13755	2,172301136	0,23142	0,16200	7,27008361
0,1447	2,233238636	0,23792	0,16654	6,91085003
0,15185	2,294176136	0,24441	0,17109	6,58544616
0,159	2,355113636	0,25090	0,17563	6,28930818
0,16615	2,416051136	0,25739	0,18017	6,01865784
0,1733	2,476988636	0,26388	0,18472	5,77034045
0,18045	2,5	0,26634	0,18644	5,5417013
0,1876	2,5	0,26634	0,18644	5,33049041
0,19475	2,5	0,26634	0,18644	5,13478819
0,2019	2,5	0,26634	0,18644	4,952947

Tabla 5. Aceleración espectral según NCSE-02

A partir de lo anterior, se suele simular en estático el efecto del sismo. La manera de hacer esto es introduciendo los valores pico de las aceleraciones obtenidas del espectro, los valores máximos de la tabla anterior como fuerzas medidas en G's. Suelen ser dos vectores, uno para cada dirección horizontal, con su correspondiente vertical en cada punto. Como el terremoto es una carga ocasional, a la hora de verificar con normativa debo definir esos vectores fuerza como tal, lo cual veremos más adelante en los sistemas que se presentan.

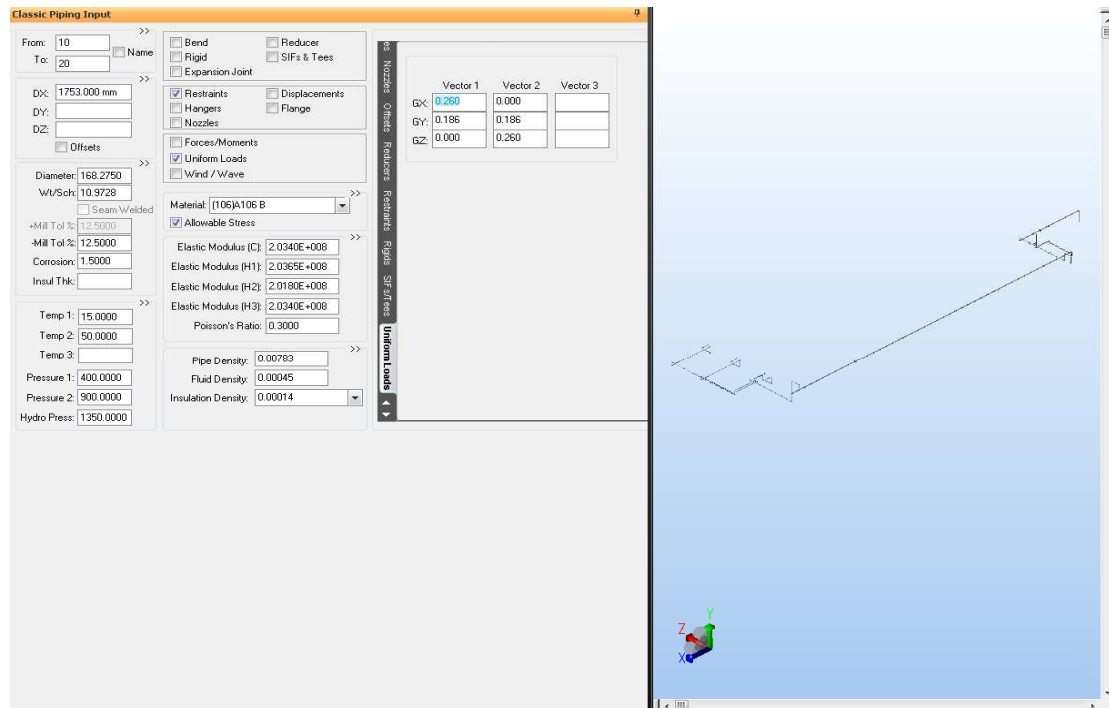


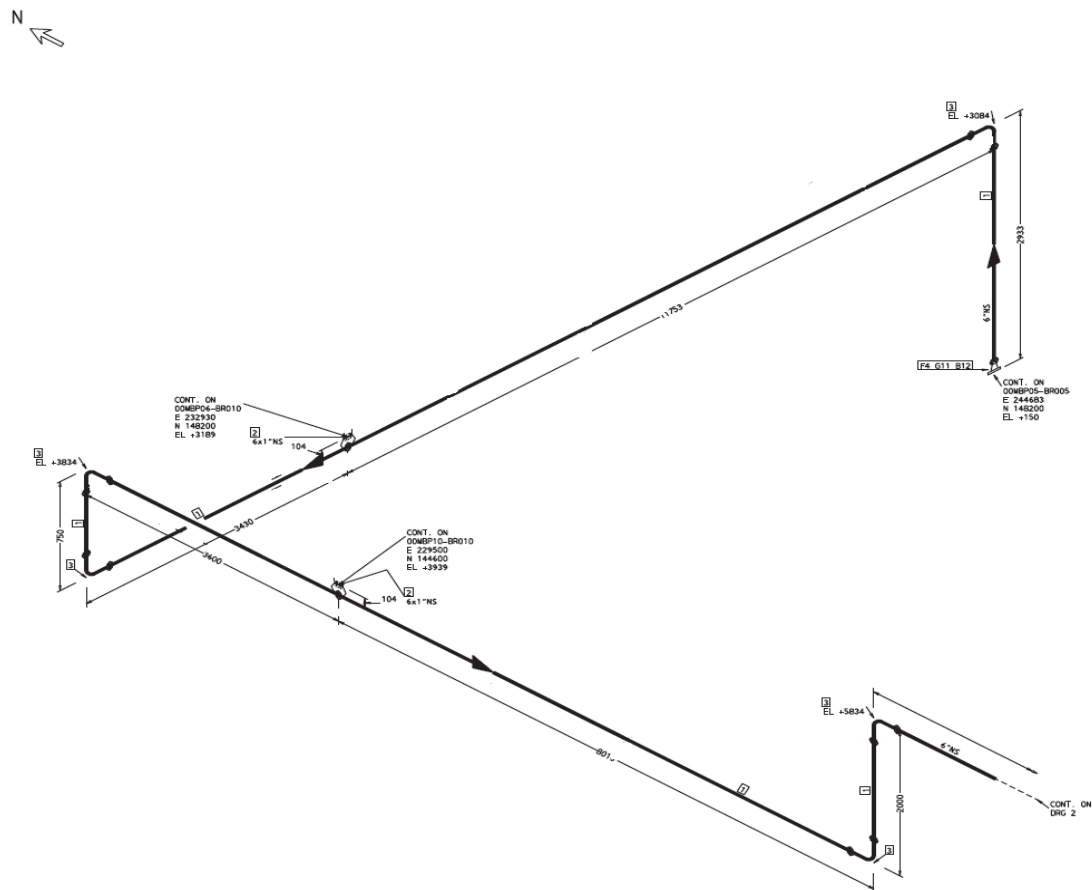
Fig. 47 Vectores aceleración sísmica máxima.

### 3.4 Sistema de gas natural.

Dentro de la planta existen 3 calderas auxiliares de gas natural para poder funcionar en periodos de característica solar no adecuada para poder usar los colectores y para cumplir con la normativa vigente RD 661/2007. Además una de las calderas funcionará ininterrumpidamente para evitar la congelación del fluido térmico.

El gas natural será suministrado al emplazamiento en estado líquido, como gas natural licuado GNL procediéndose a su regasificación en una planta satélite dispuesta en la misma planta. El sistema de tuberías recogerá el gas natural ya gaseoso y lo transportará hacia las calderas

Se muestran a continuación algunos isométricos de líneas del sistema y posteriormente su modelado en Caesar. Nótese la correspondencia entre lo descrito en el cajetín del isométrico y lo que aparece en el piping input de Caesar.



Presión Prueba (bar a)	Pres. Operación (bar a)	Temp. Operación (°C)	Presión Diseño (bar a)	Temp. Diseño (°C)	Especificación	Espec. Aislamiento	Espesor Aislam. (mm)
13.5	4	15	9	50	1A1	N	

Fig. 48 Isométrico gas natural.



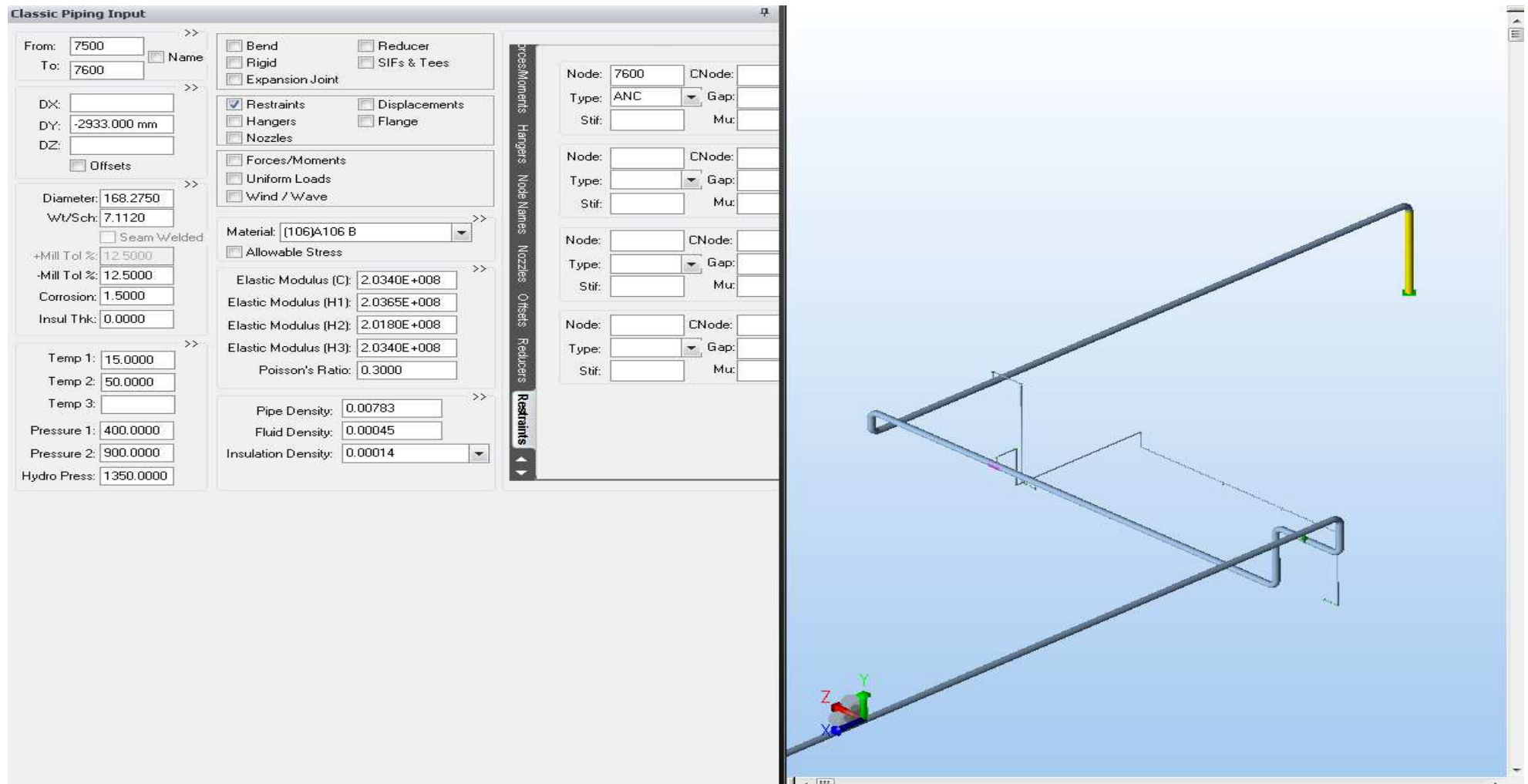
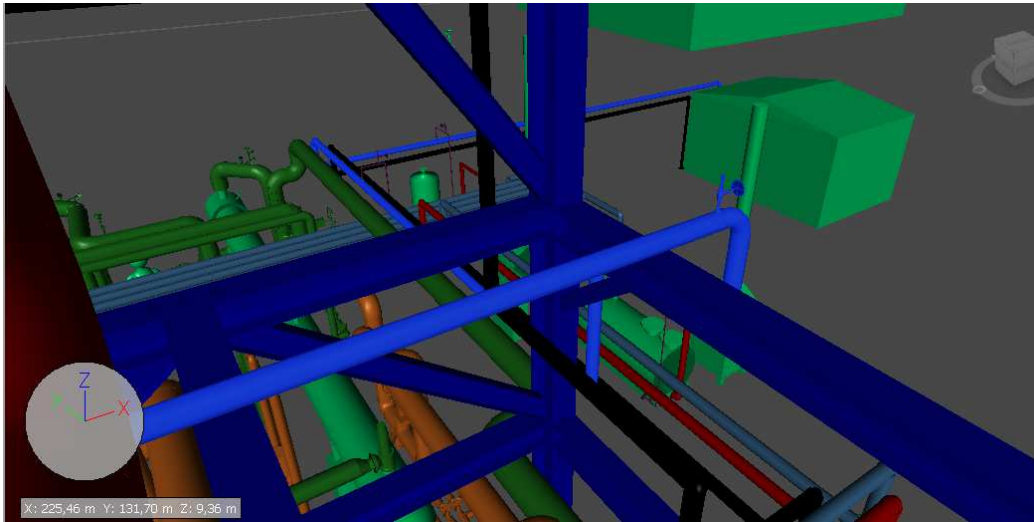


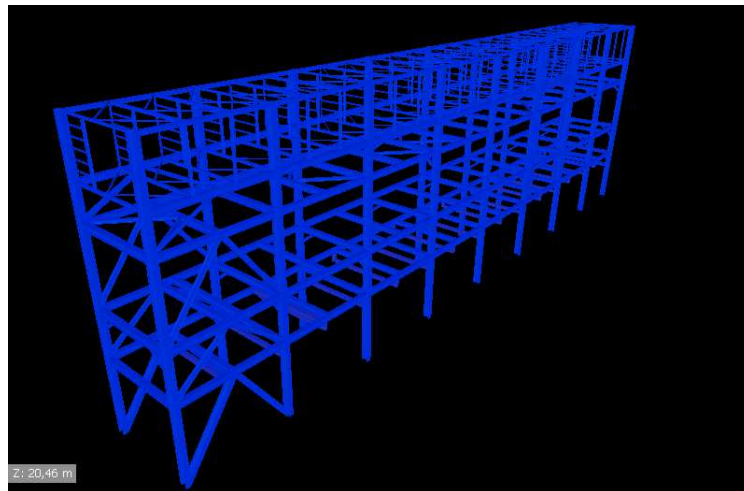
Fig.49 Input gas natural

Una vez introducidas, vamos a la maqueta de la planta e identificamos las posibilidades de soportado de cada línea. Siguiendo con la línea que se ha mostrado del sistema de gas natural se muestra su recorrido en la planta para comprobar posibles soluciones de soportado.



**Fig.50 Vista de la línea en una zona de soportado.**

Como vemos en estas dos últimas capturas, existen puntos en los que aparentemente se pueden colocar soportes. La tubería destacada en azul es la que nos interesa en este caso, y como vemos en parte de su recorrido tiene una de otro sistema en paralelo con la que podrá compartir soportado. Además, la zona resaltada en azul oscuro es una estructura denominada RACK. Ese RACK debe soportar casi todos los sistemas de la planta en sus diferentes recorridos en la zona en la que está colocado. Para su diseño se estiman las cargas y en base a ellas y al espacio necesario cubrir se eligen los diferentes perfiles.



**Fig.51 Vista Rack separado del resto de la planta.**

Comparando entonces el modelo con el piping input de Caesar, podemos introducir las diferentes restricciones:

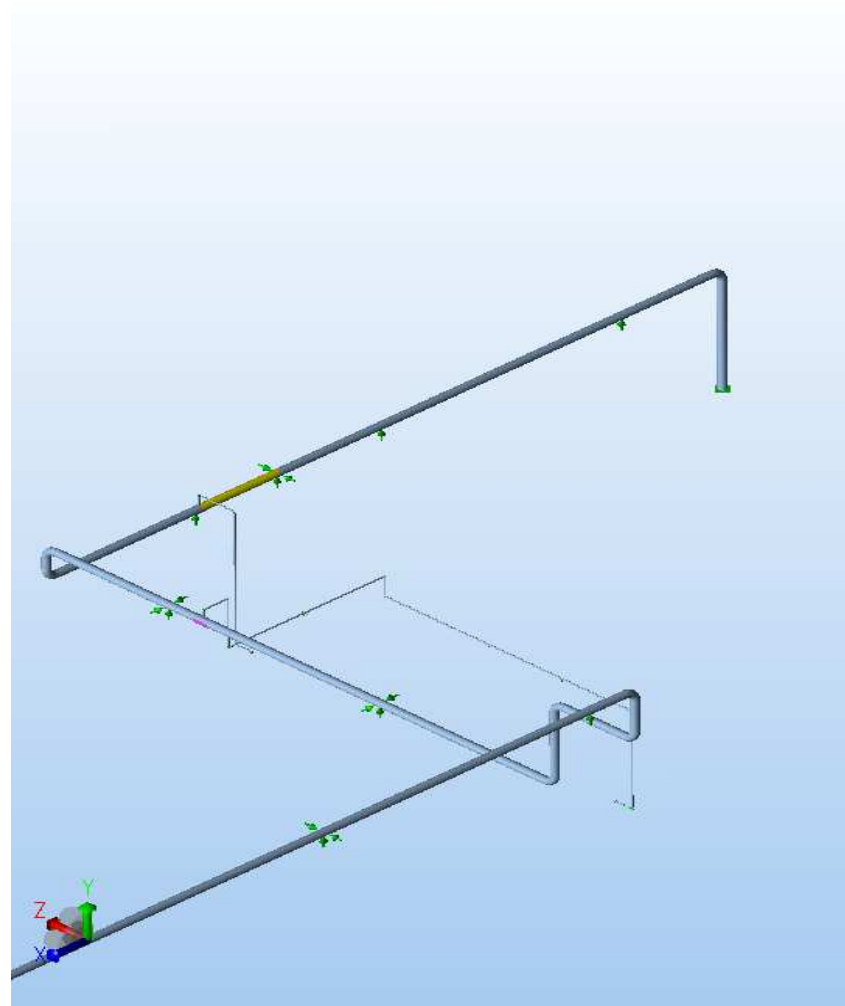
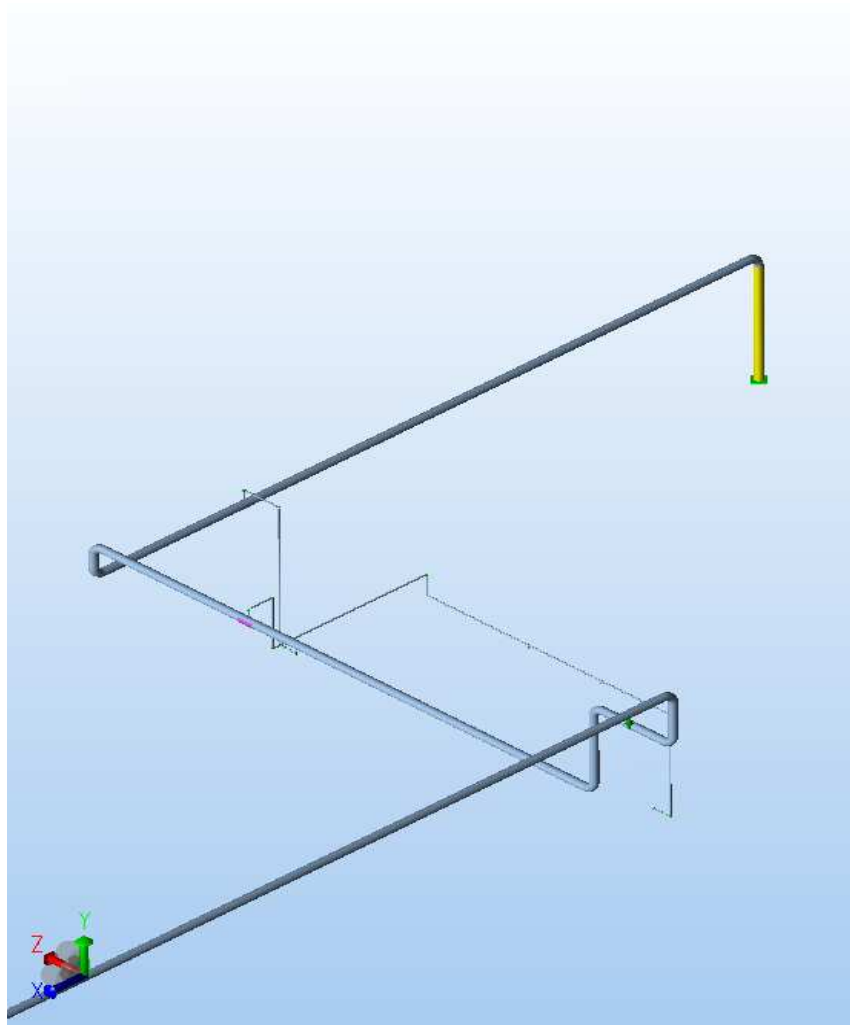
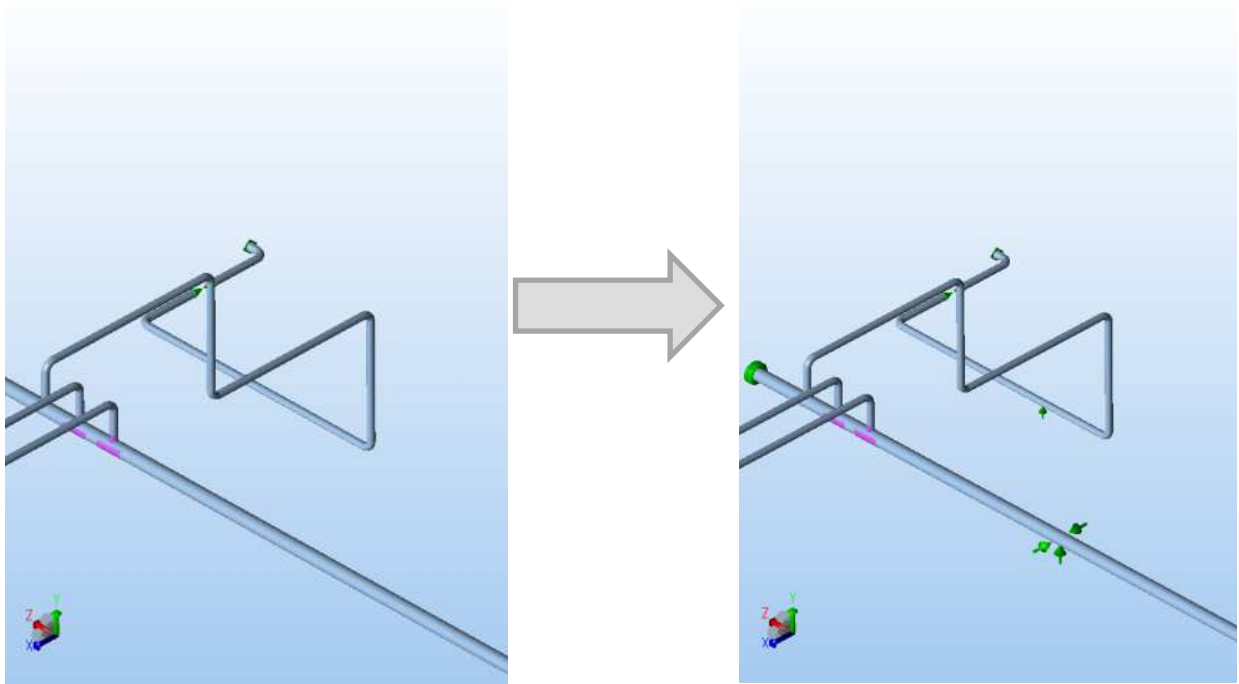
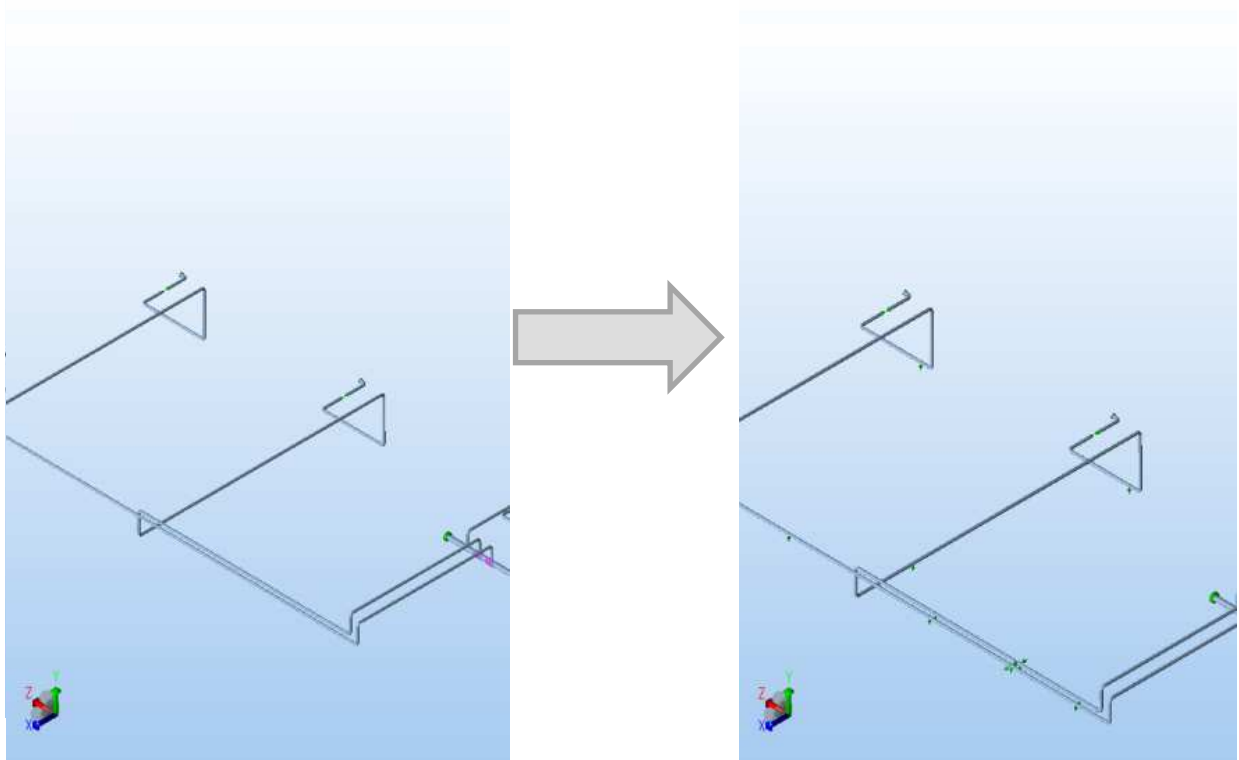


Fig.52 Línea a tanques de almacenamiento de GNL antes y después del soportado.

Igual procedemos para el conjunto de líneas del sistema, obteniendo antes y después lo siguiente:



**Fig.53 Conexión a sellos de turbina**



**Fig.54 Conexión a calderas de GNL**

Nótese que por ser tubería fría no hemos cumplido el criterio de sólo una guía cada 2-3 soportes. El porqué es sencillo, al estar menos solicitada térmicamente, podemos asegurar unas tensiones inferiores y por ello podemos intentar que se desplace lateralmente lo menos posible sin efectos acusados sobre el límite de estrés.

Finalmente los soportes los hemos dispuesto de la siguiente manera, comparando el input con la maqueta (se muestra en la maqueta para una mejor visión de la línea completa):

A continuación podemos proceder al análisis estático. Para ello debemos definir los casos de operación que queremos que se tengan en cuenta en las iteraciones:

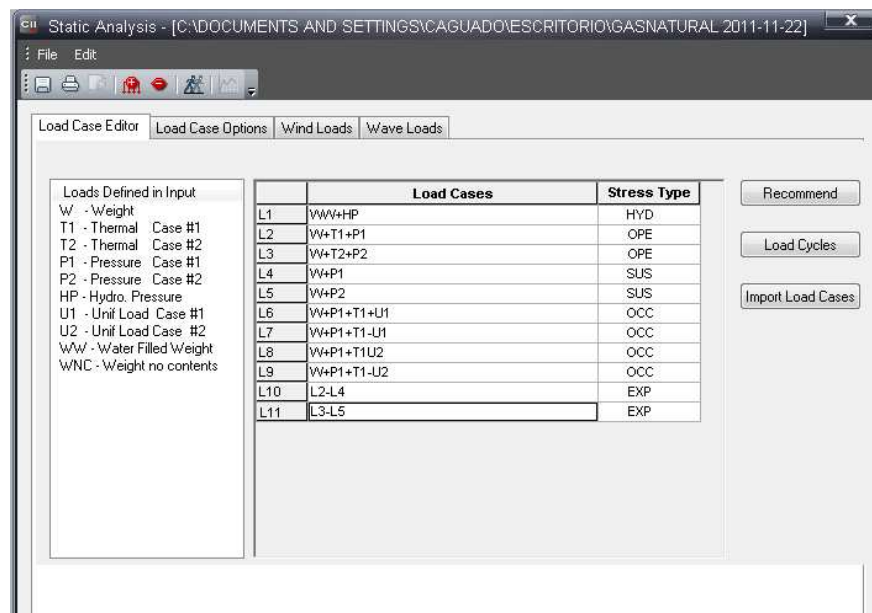


Fig.55 Load Cases.

Como vemos existen un total de 11 casos distintos, dependiendo de si se tienen en cuenta o no todos los efectos de temperatura y presión de operación y/ diseño o sólo el peso de todos los componentes. Se definen como suma de “efectos”, lo que para el programa son vectores. Así tenemos:

L1: Prueba hidráulica

L2: Operación con temperatura y presión de operación.

L3: Operación con temperatura y presión de diseño.

L4: Sustentación con temperatura y presión de operación.

L5: Sustentación con temperatura y presión de diseño.

L6: Análisis dinámico (sismo) en condiciones de operación.

L7: Análisis dinámico (sismo) en condiciones de operación.

L8: Análisis dinámico (sismo) en condiciones de operación.

L9: Análisis dinámico (sismo) en condiciones de operación.

L10: Expansión con temperatura y presión de operación.

L11: Expansión con temperatura y presión de diseño.

Una vez analizado dónde pondremos las restricciones, nos disponemos a obtener los resultados, para ello pulsamos “Run analysis”.

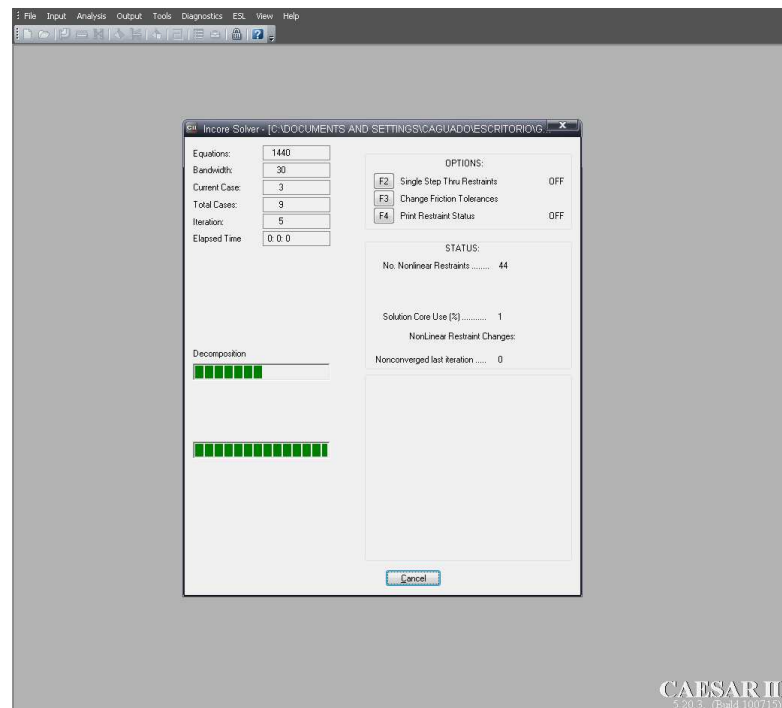


Fig.56 Ventana iteraciones

Ahora verificamos si efectivamente hemos cumplido con la normativa en todos los casos de operación planteados y cuán lejos estamos de ella en porcentaje. Para ello se muestra un report, el “Stress Summary” que nos muestra que nodos son los más cercanos a no cumplir con la normativa en porcentaje

#### LOAD CASE DEFINITION KEY

Piping Code: B31.1 = B31.1 -2007, December 7, 2007

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 1 (HYD) WW+HP

CodeStress Ratio (%): 29.4 @Node 1366

Code Stress: 63888.4 Allowable: 217184.8

Axial Stress: 6992.6 @Node 7499

*Bending Stress:* 59701.5 @Node 1366  
*Torsion Stress:* 8178.9 @Node 4550  
*Hoop Stress:* 14621.0 @Node 7000

Como vemos, en el caso de prueba hidráulica se nos muestra el nodo más cercano al 100% que dicta la normativa. En este caso el nodo 1366. También nos muestra las tensiones máximas registradas para este caso de operación, esta vez sin compararlas con ningún máximo. Son tensiones debidas a efectos de presión u peso que se definieron en la página 40. “Axial stress o tensión” axial en porcentaje, “Bending stress” o máxima tensión en los codos, “torsión stress” o máxima tensión debida a torsores y “hoop stress” o tensión circunferencial.

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 4 (SUS) W+P1

Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 4 (SUS) W+P1

CodeStress Ratio (%): 44.7 @Node 1366

Code Stress: 52650.8 Allowable: 117900.3

*Axial Stress:* 2076.9 @Node 7499  
*Bending Stress:* 51410.2 @Node 1366  
*Torsion Stress:* 7232.6 @Node 4550  
*Hoop Stress:* 4332.1 @Node 7000  
*3D Max Intensity:* 59517.6 @Node 1366

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 6 (EXP) L6=L2-L4

Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 6 (EXP) L6=L2-L4

CodeStress Ratio (%): 1.1 @Node 279

Code Stress: 3197.3 Allowable: 281448.4

*Axial Stress:* 21.8 @Node 1110  
*Bending Stress:* 3159.3 @Node 280  
*Torsion Stress:* 730.5 @Node 270  
*Hoop Stress:* 0.0 @Node 20  
*3D Max Intensity:* 3585.7 @Node 280

En el resto de pruebas comparativas con normativa, no existe problema alguno con la disposición propuesta en cuanto a porcentaje de estrés respecto a lo indicado. Si esto no ocurriera y en algún nodo el porcentaje supera el 100% habría que modificar los recorridos y



los soportes, moviéndolos, añadiendo o cambiándolos, para mantenernos siempre por debajo del citado 100% en todos los casos posibles.

Para los desplazamientos nodales podemos fijarnos en el report correspondiente, sobre todo en aquellos puntos que consideremos más críticos si es que los hubiese, por tener tuberías cercanas etc... En este caso no hay problemas de ese tipo por ser un sistema que en su mayoría discurre por zonas con poca densidad de tuberías.

Podemos, como ya explicamos en el uso general de Caesar, obtener esfuerzos en puntos terminales del sistema analizado, para lo que nos interesaría el report "Restraint Summary". En el caso del sistema analizado, las conexiones son con las tres calderas y con la caldera de vapor de sellos así como con el depósito de GNL correspondiente. Los resultados obtenidos comparados con los suministrados por el fabricante arrojan el siguiente resultado:

Caldera de sellos TP.4								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 9910	4 (OPE)	0	-185	-3	-62	2	13	
	6 (SUS)	0	-185	-2	-60	2	13	
	8 (EXP)	0	0	-1	-1	0	1	
		-1101/L3	-1217/L5	-154/L3	-521/L7	-238/L7	-599/L3	
MAX		0	185	3	62	2	13	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1887,74	512,438	1024,876	201	957	478	Valores en plano dados (N m)

Caldera de sellos TP.5								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 8250	4 (OPE)	-1	-178	-7	46	0	3	
	6 (SUS)	0	-180	-5	50	0	0	
	8 (EXP)	-2	2	-2	-4	0	3	
		-7/L2	-270/L4	-1/L2	103/L4	-3/L2	5/L2	
MAX		1	180	7	50	0	3	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1887,74	512,438	1024,876	201	957	478	Valores en plano dados (N m)

Caldera auxiliar 1								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 2580	4 (OPE)	-39	-303	32	54	11	-194	
	6 (SUS)	-45	-304	35	53	18	-193	
	8 (EXP)	6	0	-3	1	-7	-1	
		-274/L7	2294/L7	901/L3	570/L7	-345/L3	907/L3	
MAX		45	304	35	54	18	194	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1887,74	512,438	1024,876	201	957	478	Valores en plano dados (N m)

Caldera auxiliar 2								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 5960	4 (OPE)	-7	-391	5	88	3	-428	
	6 (SUS)	-10	-392	6	87	4	-428	
	8 (EXP)	2	1	-1	0	0	0	
		-36/L4	-210/L2	46/L4	38/L2	-155/L4	-138/L2	
MAX		10	392	6	88	4	428	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1887,74	512,438	1024,876	201	957	478	Valores en plano dados (N m)

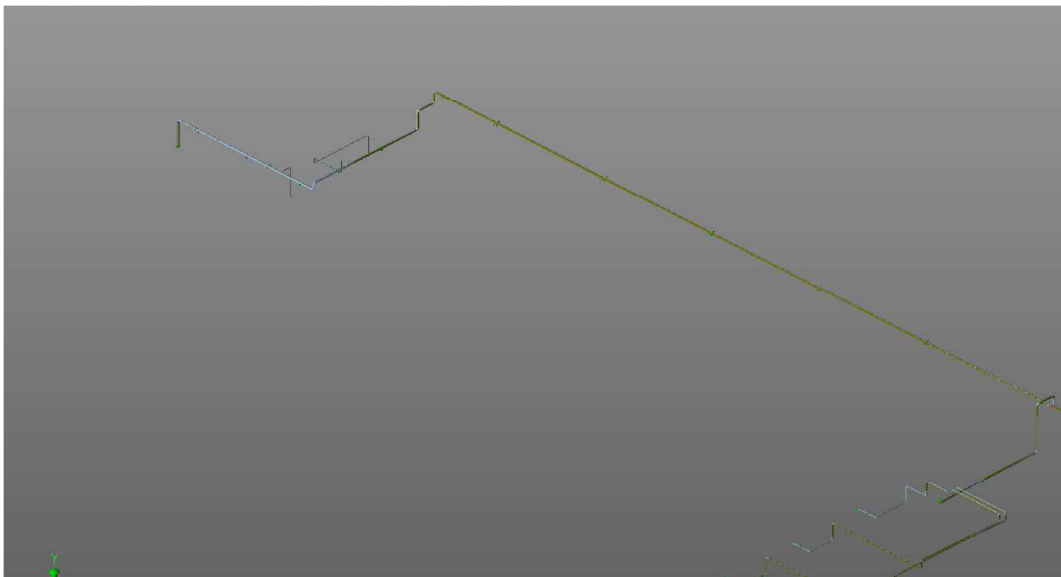
  

Caldera auxiliar 3								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 4560	4 (OPE)	-3	-388	4	86	-9	-417	
	6 (SUS)	-3	-388	5	86	-12	-418	
	8 (EXP)	0	0	-1	0	3	1	
		597/L7	5841/L7	3655/L3	-1081/L7	2937/L3	-5381/L7	
MAX		3	388	5	86	12	418	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1887,74	512,438	1024,876	201	957	478	Valores en plano dados (N m)

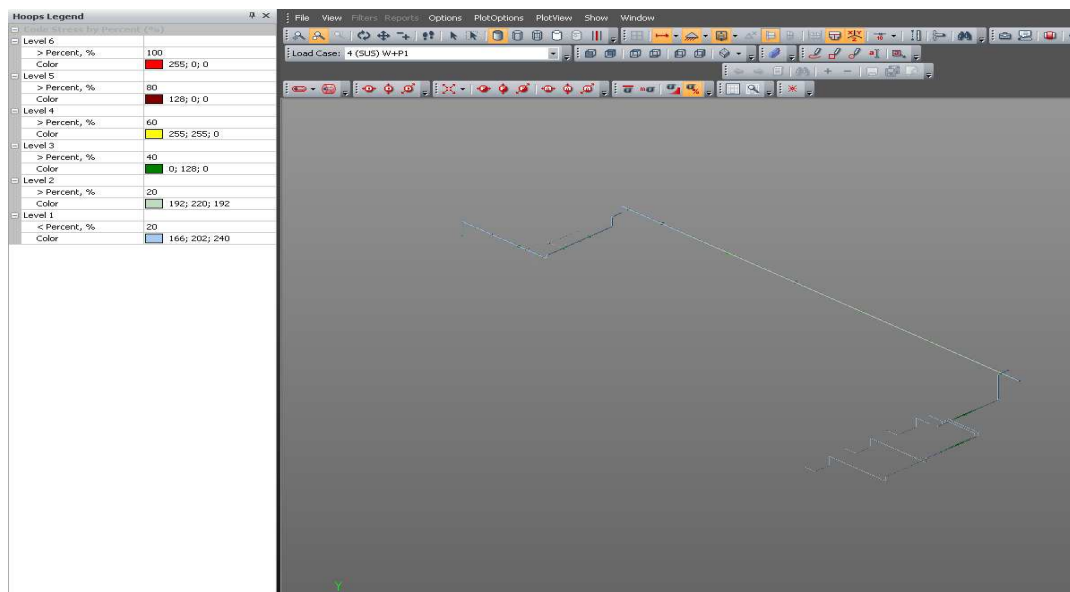
Tabla 6. Esfuerzos en conexiones gas natural

Nótese que los máximos permitidos son obtenidos de los planos suministrados por el suministrador resultante de la oferta para el equipo correspondiente, en este caso el suministrador de las calderas.

Resulta además interesante ver alguno de los reports que complementan lo explicado hasta ahora y que pueden servir de ayuda, sobre todo en aquellos casos en los que no cumplimos con la normativa y queremos modificar el diseño ante el comportamiento que observamos. Por ejemplo, es útil ver la deformada del sistema para conocer los desplazamientos más acusados. También es posible ver en modo gráfico lo cerca que podemos estar de la normativa en porcentaje y por colores. Caesar además es capaz de mostrar un informe en formato Word o Excel de lo que hemos obtenido e incluso un dibujo en AutoCad de el recorrido propuesto, acotado convenientemente.



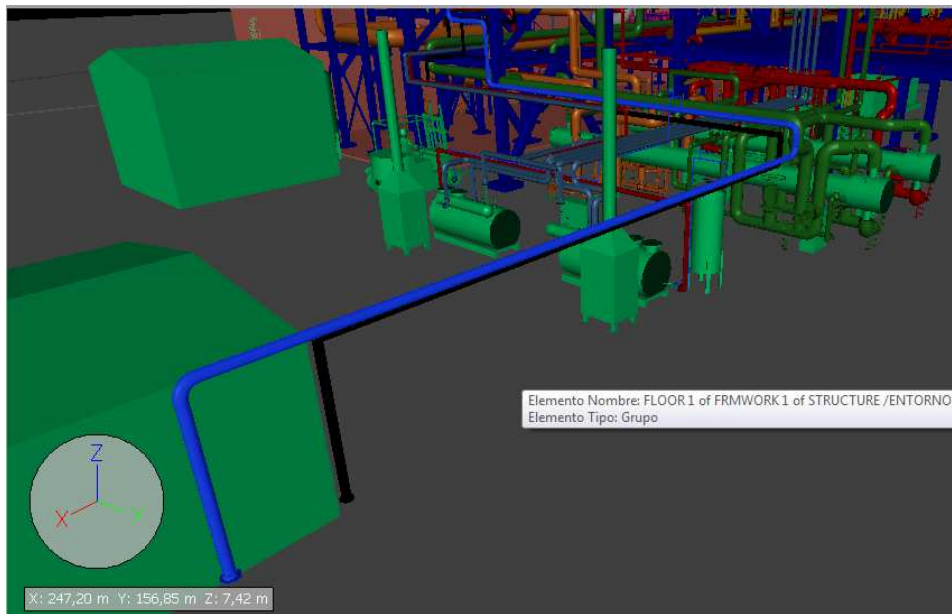
**Fig.57 Deformada en operación.**



**Fig.58 Porcentaje bajo normativa en cada punto.**

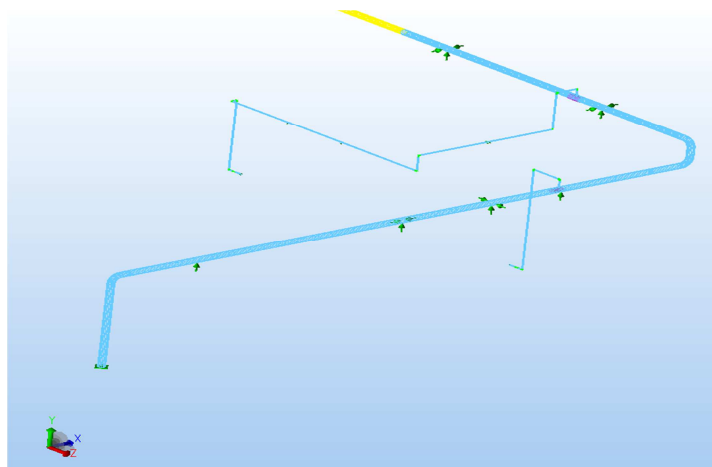
Para terminar el análisis del sistema de gas natural podemos finalmente diseñar el conjunto de soportes que cumplirán con los criterios de restricciones fijados en el Caesar. Para ello utilizamos un estándar de soportes, es decir, una serie de criterios y de estructuras estándar de las que se conocen sus capacidades de soportado. Este estándar pertenece a la empresa y es la base de diseño para todos los soportes. Nos fijaremos en un punto del modelo y diseñaremos el conjunto de soportes correspondiente:

Elegimos una zona del sistema, la conexión con la caseta por ejemplo por ser la misma línea que hemos mostrado al principio del análisis de este sistema. En esta ocasión la vemos desde otro ángulo distinto:



**Fig.59 Línea conexión con caseta sin soportes.**

La línea señalada la podemos ver en el análisis de Caesar:



**Fig.60 Línea conexión con caseta analizada.**

Elegimos el nodo 7075 del Caesar y procedemos a elegir los componentes de su estructura. En primer lugar colocaremos lo que se conoce como Patín. Son elementos que sirven para contribuir al aislamiento de la tubería con respecto al resto de la estructura de soporte. Van unidos a la tubería con abrazaderas y apoyan en la estructura sin soldadura alguna. Favorecen también en caso de existir, la implementación de guiados, ya que por sí no son capaces de impedir ningún movimiento. A continuación se muestra un patín, del modelo y del estándar de soportes desde diferentes vistas:

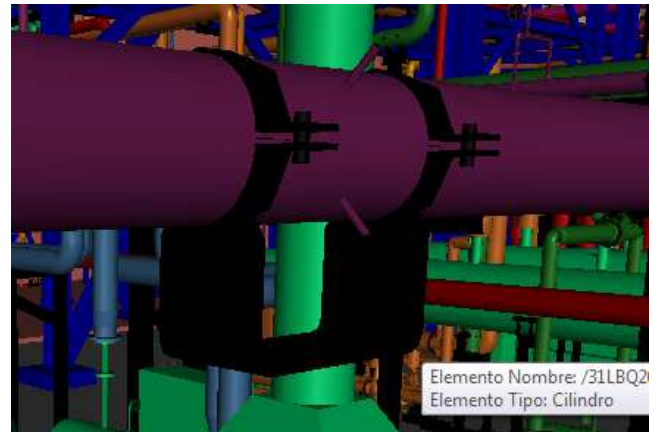


Fig.61 Patín en vista de maqueta.

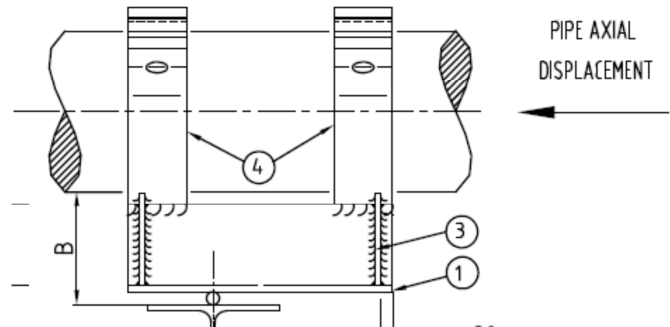
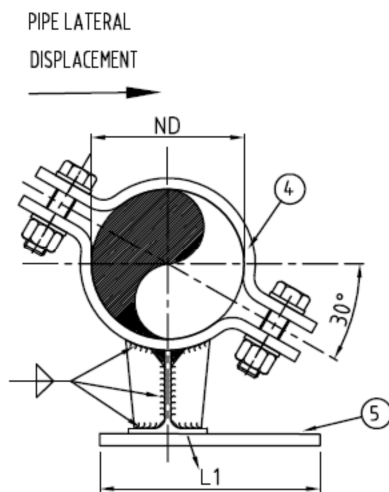


Fig.62 Patín en estándar de soportes.

Elegimos ahora el soporte estructural que permitirá apoyar en el suelo en ese punto. Optamos, de entre todos los del estándar, por el que se muestra a continuación. El porqué de esa forma y no una forma de L invertida, es decir, la estructura mostrada pero sin uno de los voladizos, es que tendremos posibilidad de soportado de una línea en paralelo en ese punto si fuese necesario. Además, a pesar de que las L invertidas soportan esfuerzos mayores, esta línea no se me sometida a unos demasiado acusados. De hecho, en el punto 7075 se tiene, obtenido del report de Caesar, unos esfuerzos de 116 daN en la dirección vertical, es decir, debemos soportar 116kg a peso. Ahora podemos utilizar el estándar:

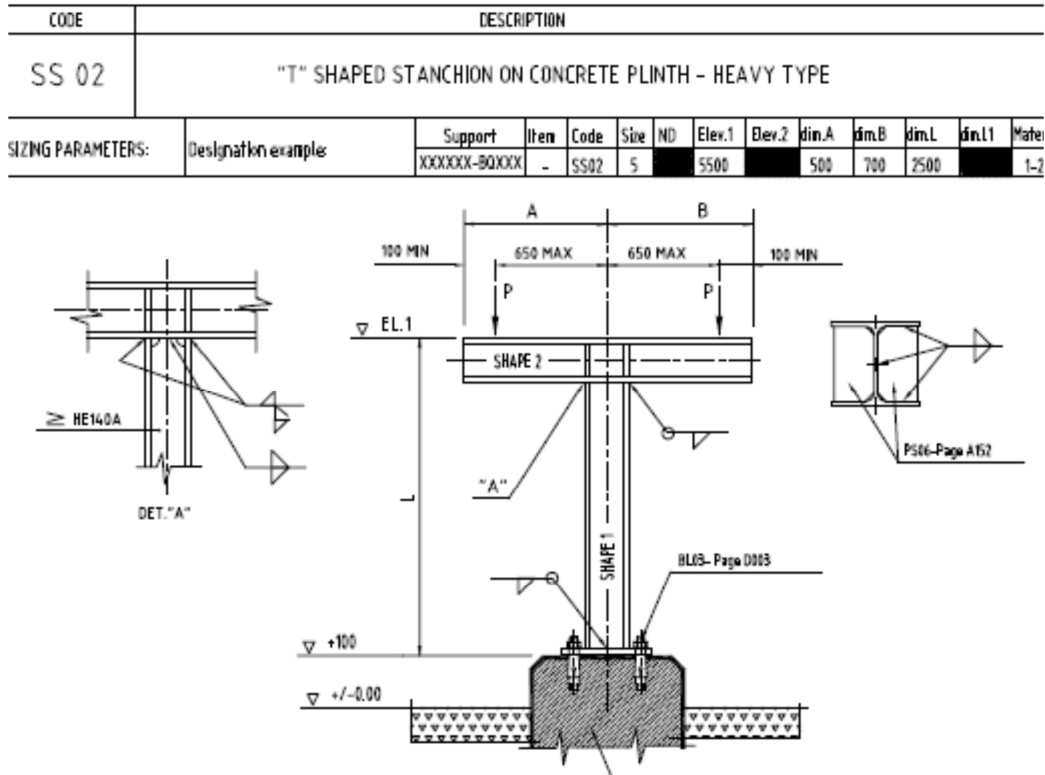


Fig.63 Estructura soportado según estándar.

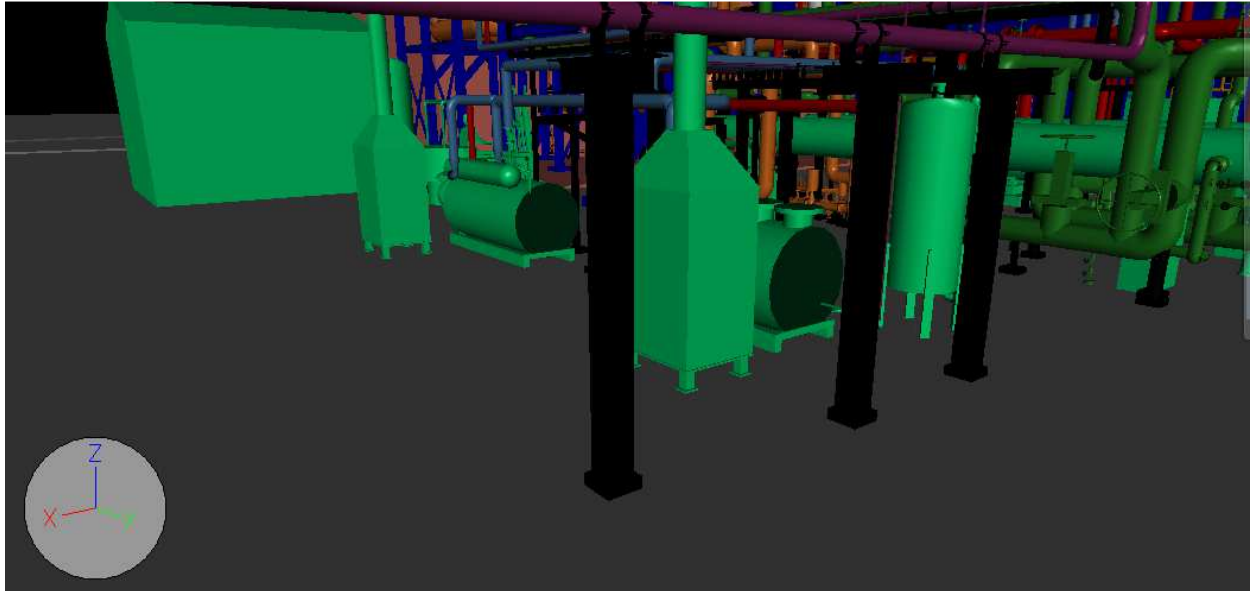
Además se suministran los siguientes esfuerzos máximos en función de las dimensiones de diseño:

SELECTION & LOADS TABLE												
SIZE	SHAPE 1	Kg/m	SHAPE 2	Kg/m	P (daN) = MAX LOAD							
					L=300	L=700	L=1200	L=1500	L=2000	L=2500	L=3000	
1	none	-	none	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	HEA100	16,7	HEA100	16,7	1160	700	470	390	310	250	-	
3	HEA120	19,9	HEA120	19,9	1500	850	600	450	400	300	-	
4	HEA140	24,7	HEA140	24,7	1700	1000	700	560	450	350	-	
5	HEA160	30,4	HEA160	30,4	-	3000	1800	1200	1000	800	600	
6	HEA200	42,3	HEA200	42,3	-	3700	2500	2100	1650	1350	1000	

Fig.64 Cargas que soporta la estructura.

En nuestro caso, midiendo en la maqueta, obtenemos una altura de 2800mm, por lo que seleccionamos un tipo de perfil HEA160 que con alturas de 3000mm soporta hasta 600 Kg a peso.

Finalmente, en ese punto obtenemos



**Fig.65 Línea conexión caseta con soportes.**

Como vemos en la figura anterior, podemos seguir el mismo proceso para los nodos con soporte del resto del sistema y obtener el objetivo de soportado que nos proporcionaba el Caesar. Nótese que al utilizar un estándar para los soportes, el montador mecánico podrá utilizar ese mismo y un listado que le proporcionemos con lo definido, para poder construir en la planta los diferentes soportes, objetivo fijado a inicios de este proyecto.

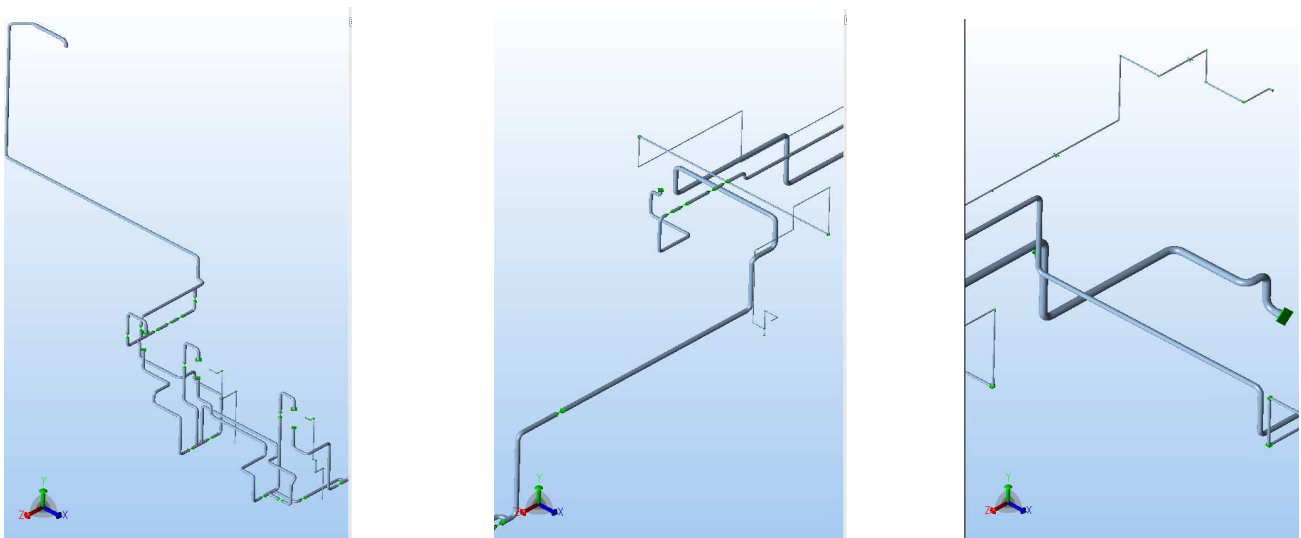
### 3.5 Sistema de Condensado.

El sistema de condensado dentro de la planta cuenta con el cometido de recoger de todos los equipos y/o sistemas que componen la planta, todos aquellos condensados que se generan en el funcionamiento de la misma y depositarlos en los diferentes tanques de almacenamiento dispuestos en la planta. A modo de ejemplo, recoge los condensados que se puedan formar de los drenajes correspondientes a líneas de vapor, los condensados de turbina, así como recogida de agua de alimentación que pudiera acumularse en los intercambiadores.

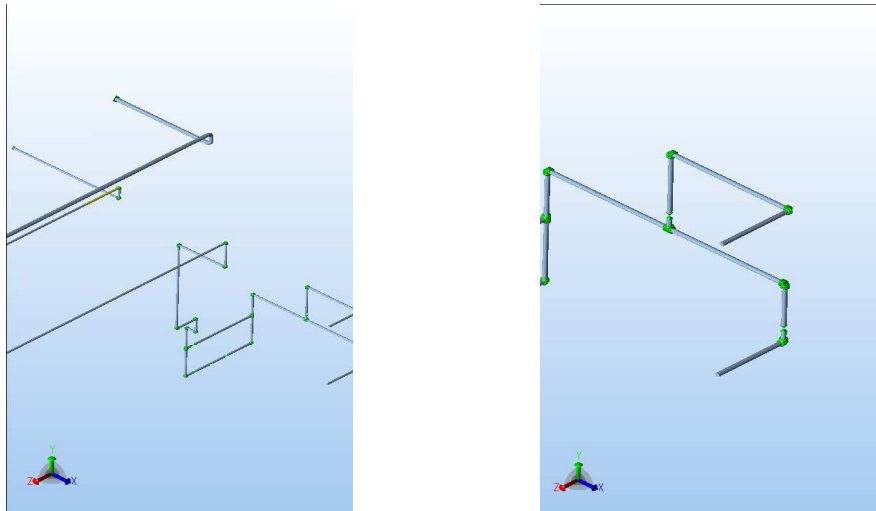
Las tuberías que lo componen por tanto conectarán con numerosos equipos y además ocuparán una parte importante del ciclo.

En este apartado se pretende vislumbrar cómo afrontar una de las problemáticas derivadas del análisis de estrés. Una vez se ha obtenido un recorrido de tubería satisfactorio, debemos cumplir criterios de conexión a equipos, como desplazamientos máximos y esfuerzos en conexiones.

Su introducción en Caesar se realiza de manera análoga a como se hizo para el GNL, por lo que se muestran algunas líneas del sistema introducido siguiendo los planos isométricos correspondientes:



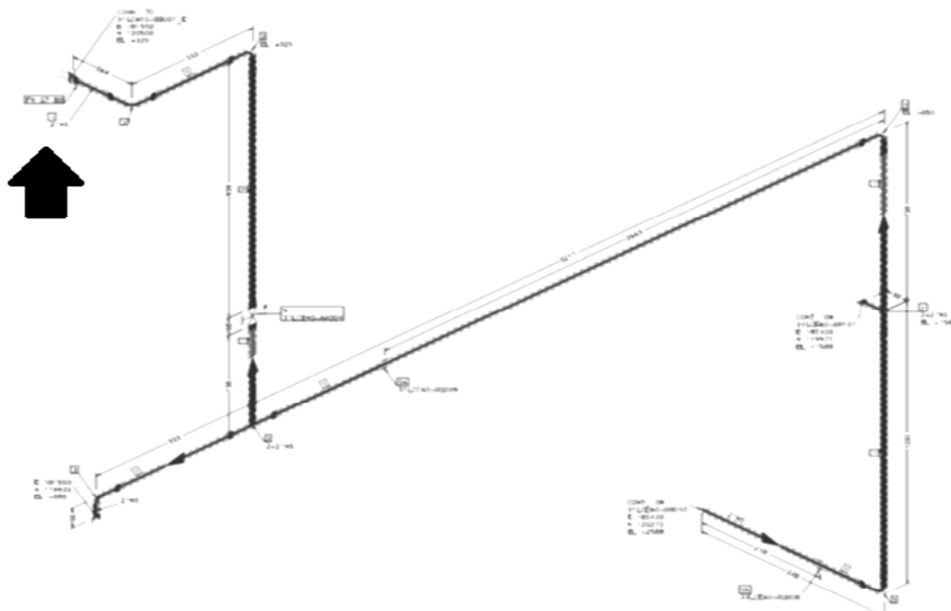
**Fig.66 Líneas condensado en el input.**



**Fig.67 Conexión con tanques en el input.**

Frecuentemente en Caesar se dispone, como hemos visto en metodología, de unos desplazamientos máximos en conexiones con equipos así como los esfuerzos máximos en ese punto. Esos desplazamientos suministrados se suelen introducir como vectores en el input del Caesar porque afectan al stress de las tuberías implicadas. Como ejemplo de traducción de lo suministrado por el fabricante, al propio Caesar se muestra la introducción de desplazamientos a una de las tuberías que conecta con el tanque de drenajes atmosféricos del sistema de condensado. La metodología a seguir sería:

- 1) En el proceso de modelado siguiendo el plano isométrico de una tubería nos encontramos una conexión a equipo, la cual señalamos a continuación.



**Fig.68 Isométrico de línea conectada a tanque recogida de condensado.**



- 2) Buscamos el plano de ese equipo suministrado por el fabricante. Podemos ver el alzado y la planta del mismo así como los ejes de referencia que el fabricante ha utilizado para la información suministrada. Con ayuda de la maqueta podemos ver también el equipo y la conexión correspondiente.

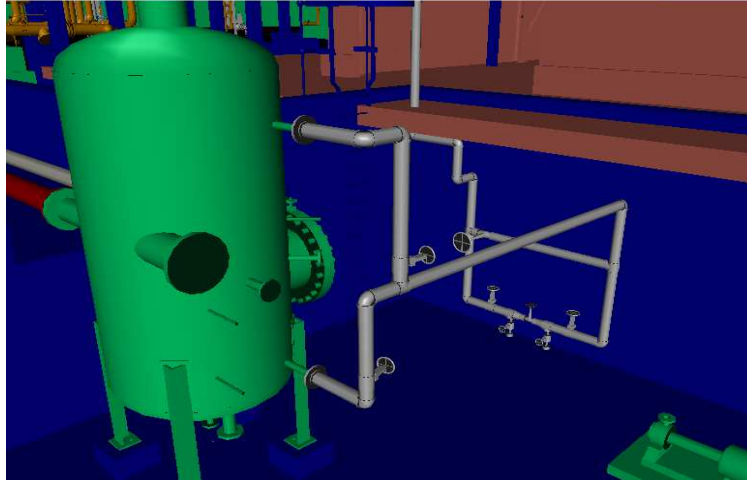


Fig.69 Vista de la conexión al tanque.

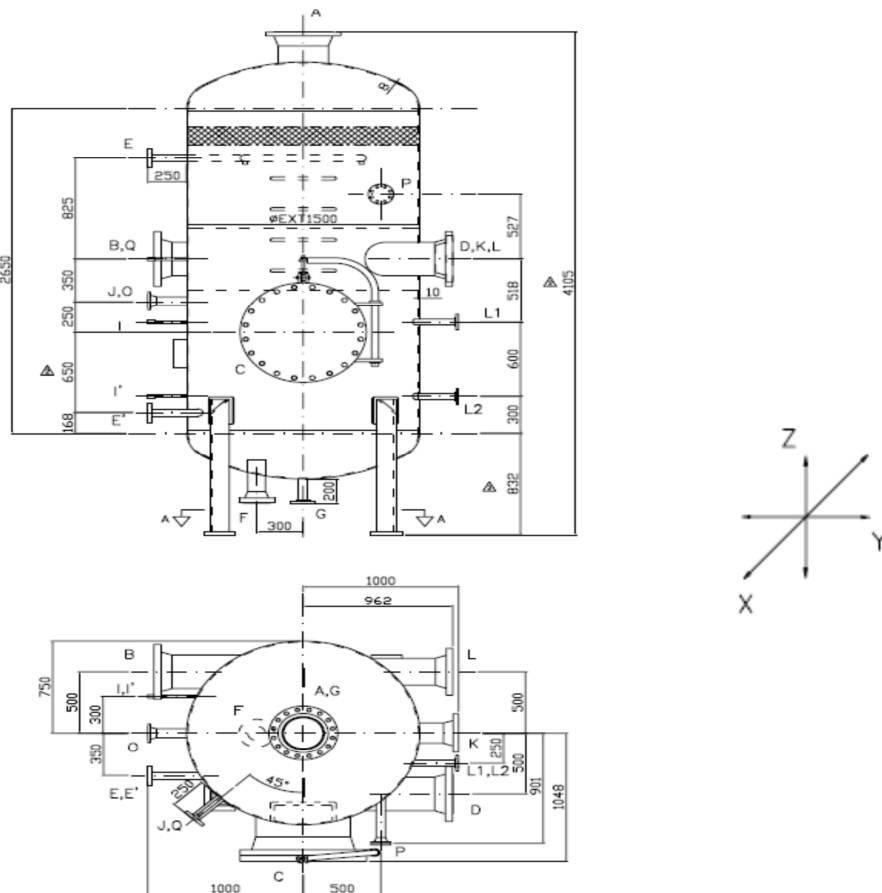


Fig.70 Plano del tanque drenajes atmosféricos.

- 3) Suministra junto a los planos del equipo los esfuerzos en las conexiones y los desplazamientos de los equipos en operación:

NOZZLE	CARGAS MAX EN TUBULADURAS						DESPLAZAMIENTOS (mm)		
	Pr (N)	VI,Vc (N)	Fr (N)	Mt (Nm)	Mc,MI (Nm)	Mr (Nm)	x	y	z
A	8093	9859	16121	12762	9026	18050	0.0	0.0	19.7
B	8093	9859	16121	12762	9026	18050	-2.3	-4.4	11.1
C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	8093	9859	16121	12762	9026	18050	2.3	4.4	11.1
E	9081	1226	1992	353	351	501	1.8	-4.6	14.9
F	9081	1226	1992	353	351	501	1.8	-4.6	5.3
F	1521	1854	3043	827	983	1188	0.0	-1.4	-0.9
L1	981	1177	1932	244	170	342	1.2	4.6	8.7
L2	981	1177	1932	244	170	342	1.2	4.6	5.9
G	981	1226	1992	353	351	501	0.0	0.0	-0.9
I	-	-	-	-	-	-	-1.4	-4.6	8.7
F	-	-	-	-	-	-	-1.4	-4.6	5.9
J	981	1177	1932	244	170	342	3.3	-3.3	9.5
K	4611	5641	9214	4852	3438	6876	0.0	4.6	11.1
L	6033	7407	12088	8077	5710	11421	-2.3	4.4	11.1
O	981	1226	1992	353	351	501	0.0	-4.6	9.5
P	981	1226	1992	353	351	501	4.2	2.3	13.5
Q	-	-	-	-	-	-	3.3	-3.3	11.1
<b>Notas:</b> Pr=Fuerza axial; VI,Vc=Corante longitudinal y circunferencial; Fr=Fuerza resultante; Mt=Momento torsor; MI,Mc=Vomento longitudinal y circunferencial; Mr=Momento resultante									

Fig.71 Esfuerzos admisibles en las conexiones del equipo.

Con lo anterior buscamos la tobera que nos interesa en este caso “E” identificamos los ejes del fabricante con los nuestros. La fuerza axial Pr es la fuerza axial, por tanto la fuerza en dirección Y en ejes del fabricante. El cortante longitudinal VI será la fuerza en eje Z y por último el cortante circunferencial será la fuerza en el eje X. Los correspondientes momentos son referidos a los citados ejes. Por otro lado, debemos identificar los ejes del fabricante con los nuestros, los del proyecto. Para ello hacemos uso de la maqueta nuevamente, que nos advierte de la orientación del equipo en el sistema y del plano del equipo. En este caso el plano isométrico nos dice que la tobera E está en sentido norte, por tanto el equipo dilatará desplazando la tubería hacia el sur. Identificando ejes vemos como nuestro norte es para el suministrador el eje y, además eje z es la elevación para nosotros y el eje x nuestro Este.

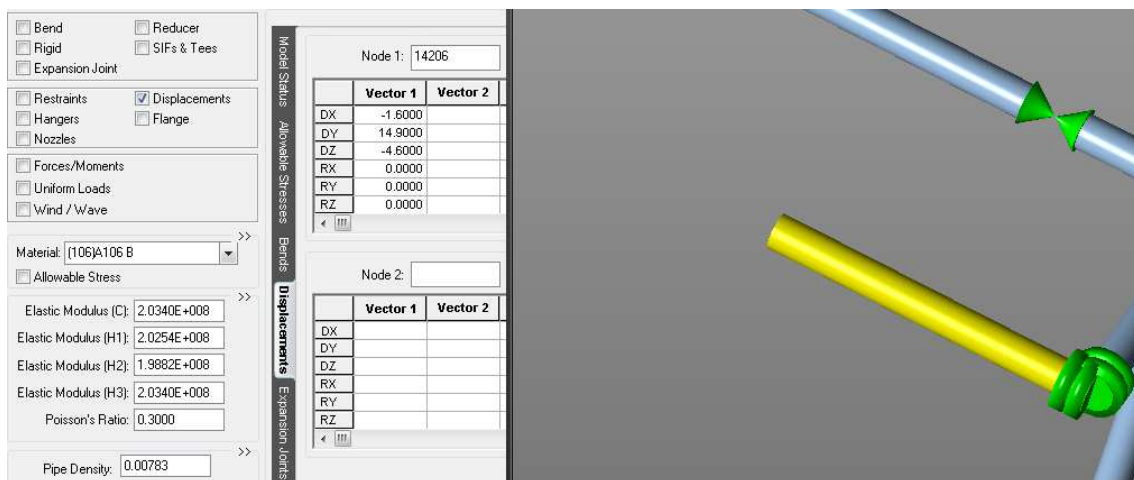


Fig.72 Desplazamientos de la tobera debido al equipo.

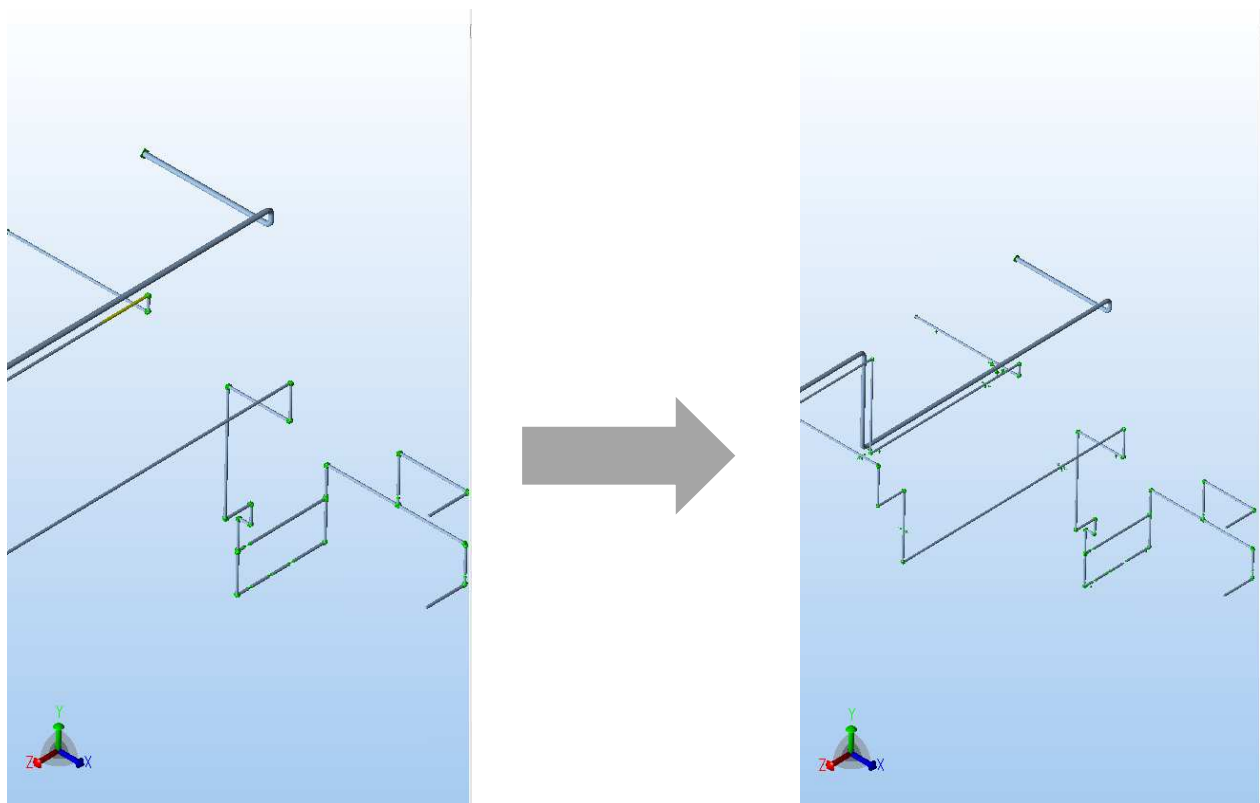
Con lo anterior ya podemos rellenar la información para modelado en Caesar, pulsamos la pestaña “Displacements” y nos aparece la ventana para introducir lo que hemos

comentado de los desplazamientos del equipo. Como vemos, el equipo “empuja” la tubería 4.6 mm en dirección longitudinal, lo cual parece acorde con la dilatación que sufriría. Sufre una dilatación vertical máxima de 14,9 mm y un desplazamiento al oeste de 1,6 mm.

Cabe citar que los desplazamientos que introducimos originan unos esfuerzos que serán analizados como los esfuerzos de cualquier otra tobera y comparados con los máximos del fabricante.

Acabado esto, ya podemos introducir el modelo completamente en la interfaz gráfica de Caesar II, siguiendo el recorrido del diseñador, tal y como hemos explicado y teniendo en cuenta válvulas, bridas y otros elementos como rígidos. Se muestra la captura del antes y después de colocar los soportes según nuestro criterio, teniendo en cuenta las restricciones ya explicadas, como líneas adyacentes y posibilidades de soportado.

Esta es la línea que hemos dicho la cual hemos descrito anteriormente, la que tenía los esfuerzos suministrados por el fabricante.



**Fig.73 Conexiones con TP turbina.**

Líneas que conectan con los terminales de turbina (parte superior de la imagen) y línea que conecta con el tanque de drenajes atmosféricos del cual hemos visto los esfuerzos suministrados. En las siguientes se muestran conexiones con tubuladuras de turbina de extracciones intermedias, así como la conexión con el desgasificador y los calentadores de agua de alimentación

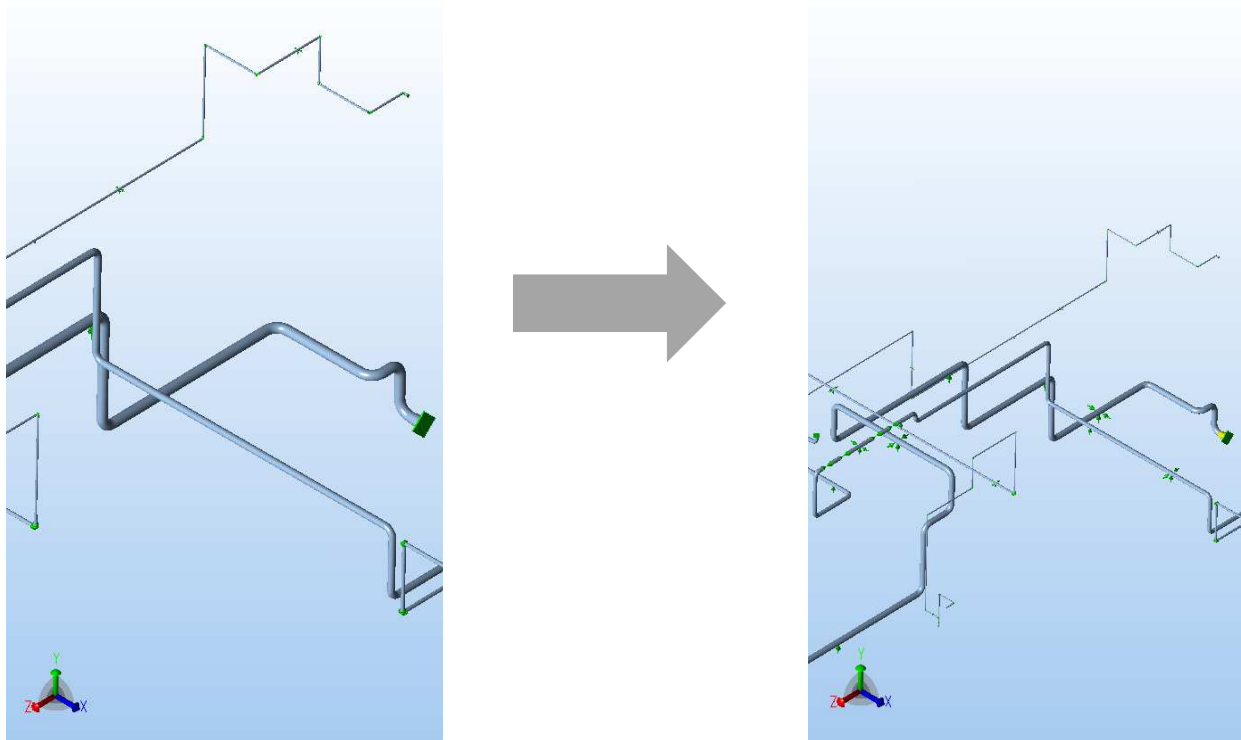


Fig. 74 Líneas de condensado soportadas

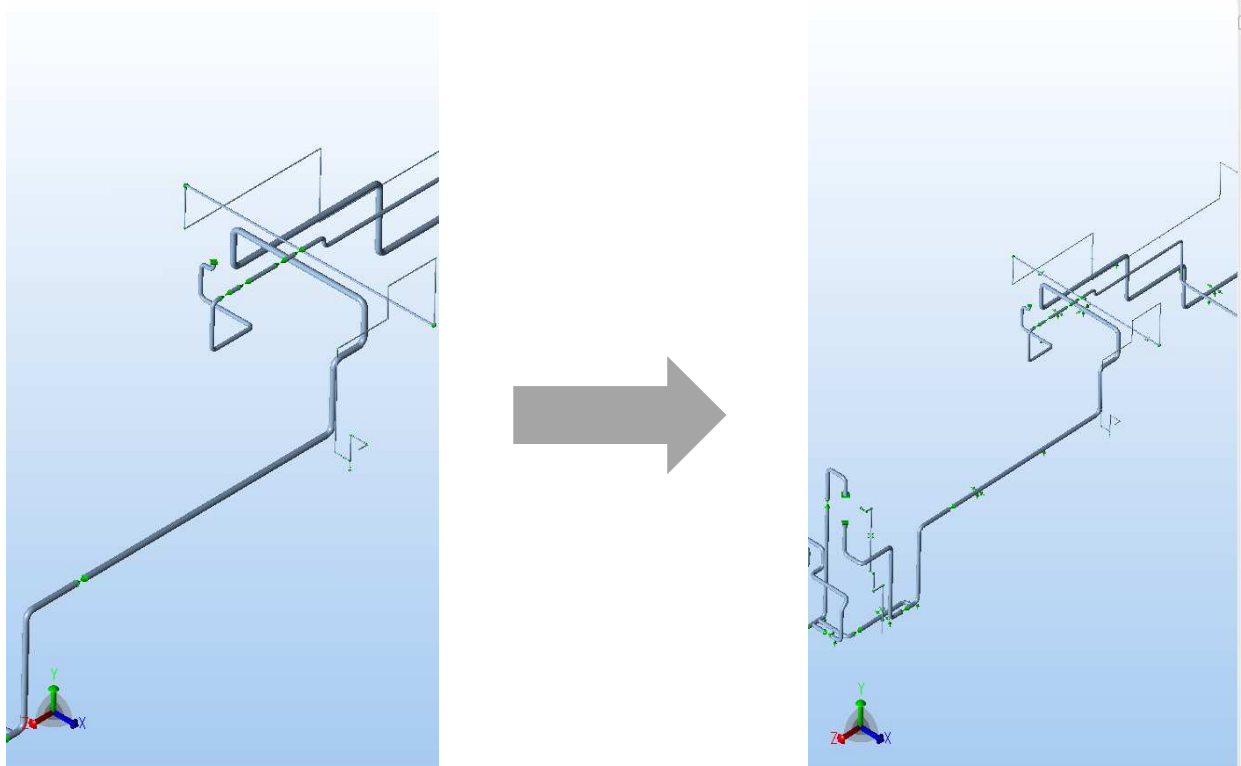


Fig.75 Líneas de condensado soportadas.

Una vez que hemos decidido donde colocar los soportes, procedemos a iniciar la simulación, como hicimos con el sistema de gas natural. Cada línea tiene su diámetro, sus elementos y sus condiciones de operación y prueba, por lo que se introducirá en el input del mismo modo que se hizo en gas natural.

Por otro lado los modos de operación que analizaremos serán los mismos que en gas natural salvo la inclusión de los desplazamientos en toberas de los tanques, por lo que se añade a los casos de operación y sismo D1 o vector desplazamiento:

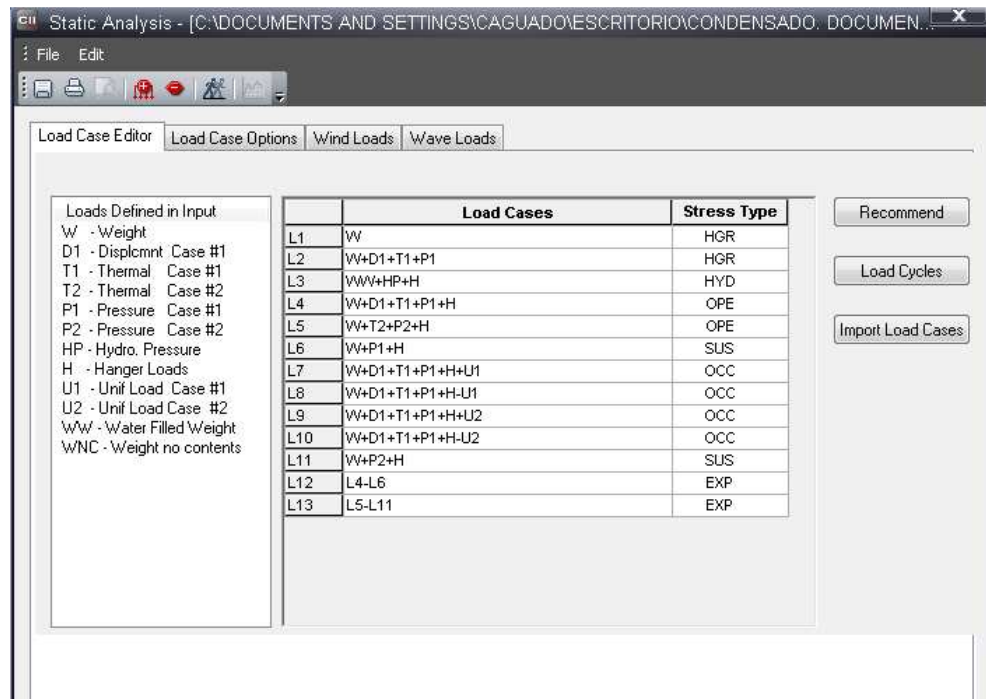


Fig.76 Load cases en condensado.

*L1: Prueba hidráulica*

*L2: Operación con temperatura y presión de operación*

*L3: Operación con temperatura y presión de diseño*

*L4: Sustentación con temperatura y presión de operación*

*L5: Sustentación con temperatura y presión de diseño*

*L6;L7;L8;L9: Análisis dinámico (sismo) en condiciones de operación*

*L10: Expansión con temperatura y presión de operación*

*L11: Expansión con temperatura y presión de diseño*

Procedemos al cálculo iterativo y obtenemos lo siguiente:

*Piping Code: B31.1 = B31.1 -2007, December 7, 2007*

*CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 3 (HYD) WW+HP+H*

*Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 3 (HYD) WW+HP+H*

*CodeStress Ratio (%): 32.8 @Node 9620*

*Code Stress: 71329.1 Allowable: 217184.8*

*Axial Stress: 23498.1 @Node 1170*

*Bending Stress: 54973.1 @Node 9620*

*Torsion Stress: 6672.3 @Node 3318*

*Hoop Stress: 48332.1 @Node 10*

*3D Max Intensity: 71328.5 @Node 9620*

*CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 6 (SUS) W+P1+H*

*Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 6 (SUS) W+P1+H*

*CodeStress Ratio (%): 52.7 @Node 9620*

*Code Stress: 62085.3 Allowable: 117900.3*

*Axial Stress: 8508.5 @Node 1170*

*Bending Stress: 65366.2 @Node 10975*

*Torsion Stress: 7682.9 @Node 13827*

*Hoop Stress: 17102.1 @Node 10*

*3D Max Intensity: 154932.3 @Node 10975*

*CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 7 (SUS) W+P2+H*

*Highest Stresses: ( KPa ) LOADCASE 7 (SUS) W+P2+H*

*CodeStress Ratio (%): 56.9 @Node 9620*

*Code Stress: 67039.7 Allowable: 117900.3*

*Axial Stress: 15775.0 @Node 1170*

*Bending Stress:* 65366.2 @Node 10975  
*Torsion Stress:* 7682.9 @Node 13827  
*Hoop Stress:* 32221.4 @Node 10  
*3D Max Intensity:* 163270.8 @Node 10975

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 8 (EXP) L8=L4-L6

*Highest Stresses:* ( KPa ) LOADCASE 8 (EXP) L8=L4-L6

*CodeStress Ratio (%):* 20.1 @Node 6518

*Code Stress:* 53860.1 Allowable: 268410.5

*Axial Stress:* 1957.5 @Node 1748  
*Bending Stress:* 50209.8 @Node 6518  
*Torsion Stress:* 13816.3 @Node 11010  
*Hoop Stress:* 0.0 @Node 20  
*3D Max Intensity:* 99292.6 @Node 11010

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 9 (EXP) L9=L5-L7

*Highest Stresses:* ( KPa ) LOADCASE 9 (EXP) L9=L5-L7

*CodeStress Ratio (%):* 57.7 @Node 4000

*Code Stress:* 160816.9 Allowable: 278535.3

*Axial Stress:* 5896.6 @Node 4090  
*Bending Stress:* 143351.6 @Node 4000  
*Torsion Stress:* 36443.1 @Node 4010  
*Hoop Stress:* 0.0 @Node 20  
*3D Max Intensity:* 278776.5 @Node 4000

Como ya explicamos en el caso de gas natural, en vista de los resultados obtenidos concluimos que es satisfactorio el recorrido propuesto con las condiciones analizadas, puesto que todos los nodos del modelo se encuentran por debajo del máximo marcado por la normativa.

Por otro lado, tras haber comprobado que hemos cumplido con la normativa hay que verificar las conexiones con los equipos que están involucrados en el sistema de condensado. Para ello se muestra un resumen de los nodos de conexión, los esfuerzos obtenidos y los máximos suministrados si los hubiese.

Tubuladura turbina TP.10.6								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 10000	4 (OPE)	32	-44	-7	15	5	-8	NO SUMINISTRADO
	6 (SUS)	26	-38	-4	12	4	-10	
	8 (EXP)	6	-6	-4	4	1	2	
		0/ 2	66/ 4	11/ 2	19/ 4	11/ 2	15/ 4	
MAX		32	44	7	15	5	10	
MAXIMO PERMITIDO	GWT							Valores en plano dados (N m)

Tabla 7. Esfuerzos en conexión con turbina

En este caso, la conexión con un sangrado de turbina no ha sido suministrada para verificar los esfuerzos, pero es interesante comprobar que no son demasiado elevados. Por otro lado, en la conexión con los calentadores de agua de alimentación se ha obtenido lo siguiente:

31LCC30-ACC01_N1								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 5800	4 (OPE)	-518	-1.105	72	7	-382	-183	
	6 (SUS)	-301	-1.279	-11	337	-155	-364	
	8 (EXP)	-218	174	82	-330	-227	181	
		-1101/L3	-1217/L5	-154/L3	-521/L7	-238/L7	-599/L3	
MAX		518	1.279	72	337	382	364	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	9000	12000	12000	5.240	7.200	4.800	Valores en plano dados (N m)

Tabla 8. Esfuerzos en conexión con calentador 1

31LCC20-ACC01_N1								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 3160	4 (OPE)	304	2.245	-31	-600	402	864	
	6 (SUS)	348	1.447	-56	-548	478	528	
	8 (EXP)	-44	798	25	-52	-76	336	
		-681/L7	6297/L3	-38/L3	-609/L5	433/L5	2015/L3	
MAX		348	2.245	56	600	478	864	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	9000	12000	12000	5.240	7.200	4.800	Valores en plano dados (N m)

Tabla 9. Esfuerzos en conexión con calentador 2



31LCC10-AC001_N1								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 1170	4 (OPE)	115	-1.193	132	131	-110	108	
	6 (SUS)	153	-1.602	-15	37	-79	-64	
	8 (EXP)	-38	410	147	95	-30	172	
		-274/L7	2294/L7	901/L3	570/L7	-345/L3	907/L3	
MAX		153	1.602	132	131	110	108	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	9000	12000	12000	5.240	7.200	4.800	Valores en plano dados (N m)

Tabla 10. Esfuerzos en conexión con calentador 3

En la conexión con el desaireador obtenemos:

DESAIREADOR								
31LAA10-BB002_N1								
		Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz	
NODO 7750								
	2(OPE)	-50	-525	-15	-1484	6	-2733	
	4(SUS)	8	-1793	-11	-536	24	781	
	6(EXP)	-58	1268	-4	-948	-18	-3513	
MAX		50	1793	15	1484	24	2733	
MAX PERMITIDO		9600	9600	7200	5000	5800	3800	

Tabla 11. Esfuerzos en conexión con desaireador

Y por último, en la conexión en los tanques de drenajes atmosféricos que fue analizada en el input del sistema de condensado y tenía ciertos desplazamientos, se obtiene:

31LCM10-BB01_E. Tanque drenajes atm.								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 14206	4 (OPE)	-132	-3045	-122	-1860	43	482	
	6 (SUS)	-132	71	-34	199	120	-95	
MAX		132	3.045	122	1.860	120	482	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1226	1226	9981	251	251	353	Valores en plano dados (N m)

Tabla 12. Esfuerzos en conexión Tanque drenajes atm.

31LCM10-BB01_E'. Tanque drenajes atm.								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 14240	4 (OPE)	129	2138	98	1170	-89	-148	
	6 (SUS)	198	159	-18	819	-210	47	
MAX		198	2.138	98	1.170	151	148	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1226	1226	9981	251	251	353	Valores en plano dados (N m)

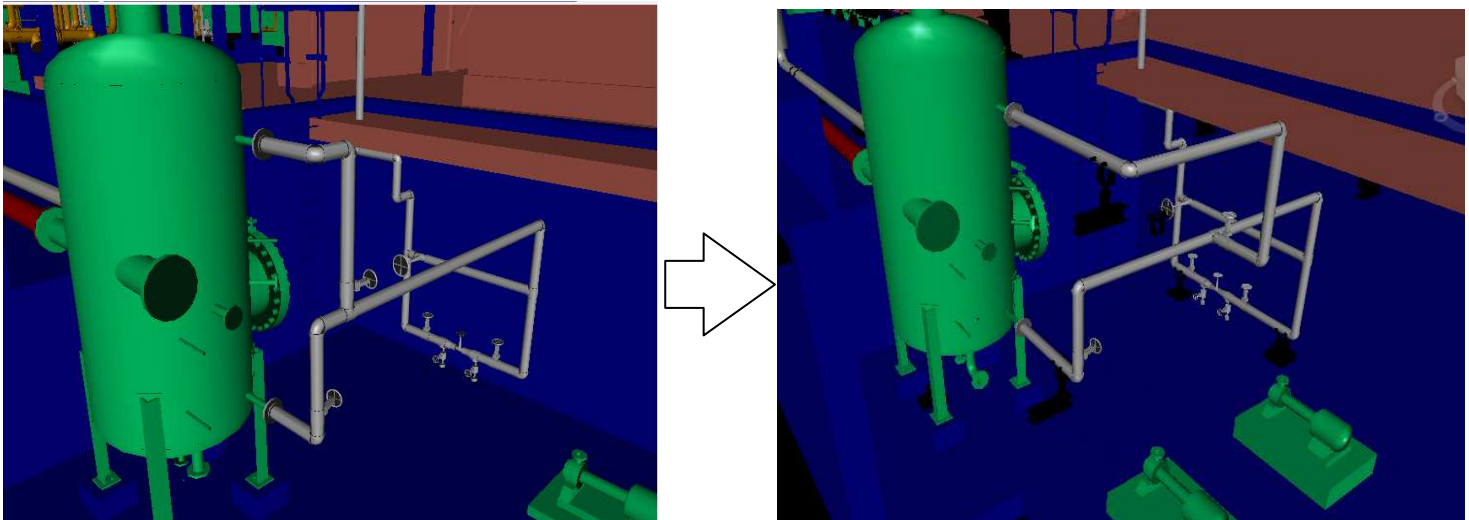
Tabla 13. Esfuerzos en conexión Tanque drenajes atm

Como vemos, hay problemas en la tobera que se analizó, estamos por encima de los esfuerzos permitidos en ese punto. Debemos modificar distancias y tramos, moviendo

Ingeniería Industrial

Carlos Aguado Bolaños

soportes de posición, sin mover la posición del equipo y conectando con él en exactamente el mismo punto. Para ello, revisamos la maqueta con el diseñador y vemos las posibles modificaciones que darán con el resultado satisfactorio. Toda modificación debe ser analizada nuevamente en el Caesar por lo que es en esta etapa donde la experiencia es fundamental para minimizar los pasos hasta alcanzar el diseño satisfactorio. Finalmente el diseño cambió del inicial al que se muestra a continuación:



**Fig.77 Rediseño de la entrada al tanque.**

Se muestran en azul la línea con el nuevo recorrido propuesto y sendos muelles, destacados en color anaranjado, los cuales sirven de apoyo en los puntos que se muestran. El muelle va acompañado de un patín y de una estructura en voladizo. Se optó por utilizar muelles puesto que la diferencia entre los esfuerzos suministrados y los que se obtenían eran de un orden de magnitud y por tanto difíciles de lograr con simples movimientos de soportes. Como dijimos, los muelles tienen un coste elevado frente al resto de soportes, pero son más beneficiosos desde el punto de vista del soportado, así como eficientes con el tiempo dedicado a hacer cumplir a una línea.

Finalmente los esfuerzos en las conexiones con el tanque son los siguientes:

31LCM10-BB01_E. Tanque drenajes atm.								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 14206	4 (OPE)	-232	-185	-80	-190	230	206	
	6 (SUS)	-132	6	-64	54	117	95	
	8 (EXP)	-100	-191	-16	-244	113	110	
		-443/L6	-662/L2	-61/L2	-331/L2	200/L6	414/L2	
MAX		232	185	80	190	230	206	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1226	1226	9981	251	251	353	Valores en plano dados (N m)

**Tabla 14. Esfuerzos finales en tobera E tanque dren. atm.**

31LCM10-BB01_E'. Tanque drenajes atm.								
		Displ. Reaction						
		Fx (N)	Fy(N)	Fz(N)	Mx(Nm)	My(Nm)	Mz(Nm)	
Nodo 14240	4 (OPE)	267	114	68	102	-245	15	
	6 (SUS)	172	159	47	95	-151	47	
	8 (EXP)	95	-45	21	7	-94	-32	
		1.975	1.563	459	960	-881	-565	
MAX		267	159	68	102	245	47	
MAXIMO PERMITIDO	GWT	1226	1226	9981	251	251	353	Valores en plano dados (N m)

Tabla 15. Esfuerzos finales en tobera E' tanque dren. atm.

Como vemos, en estas tablas elaboradas a partir del report del Caesar tenemos los esfuerzos en los modos típicos de operación, en operación y sustentación y son comparados con los suministrados por el fabricante, los cuales aparecen junto a los desplazamientos máximos que ya vimos en el principio de este apartado de condensado

A continuación se pueden vislumbrar algunos resultados como la deformada en condiciones de operación o los desplazamientos en algún punto que podamos considerar crítico por existencia de líneas adyacentes o estructuras. En este caso esto último no procede y se muestra la deformada en operación del sistema completo una vez analizado.

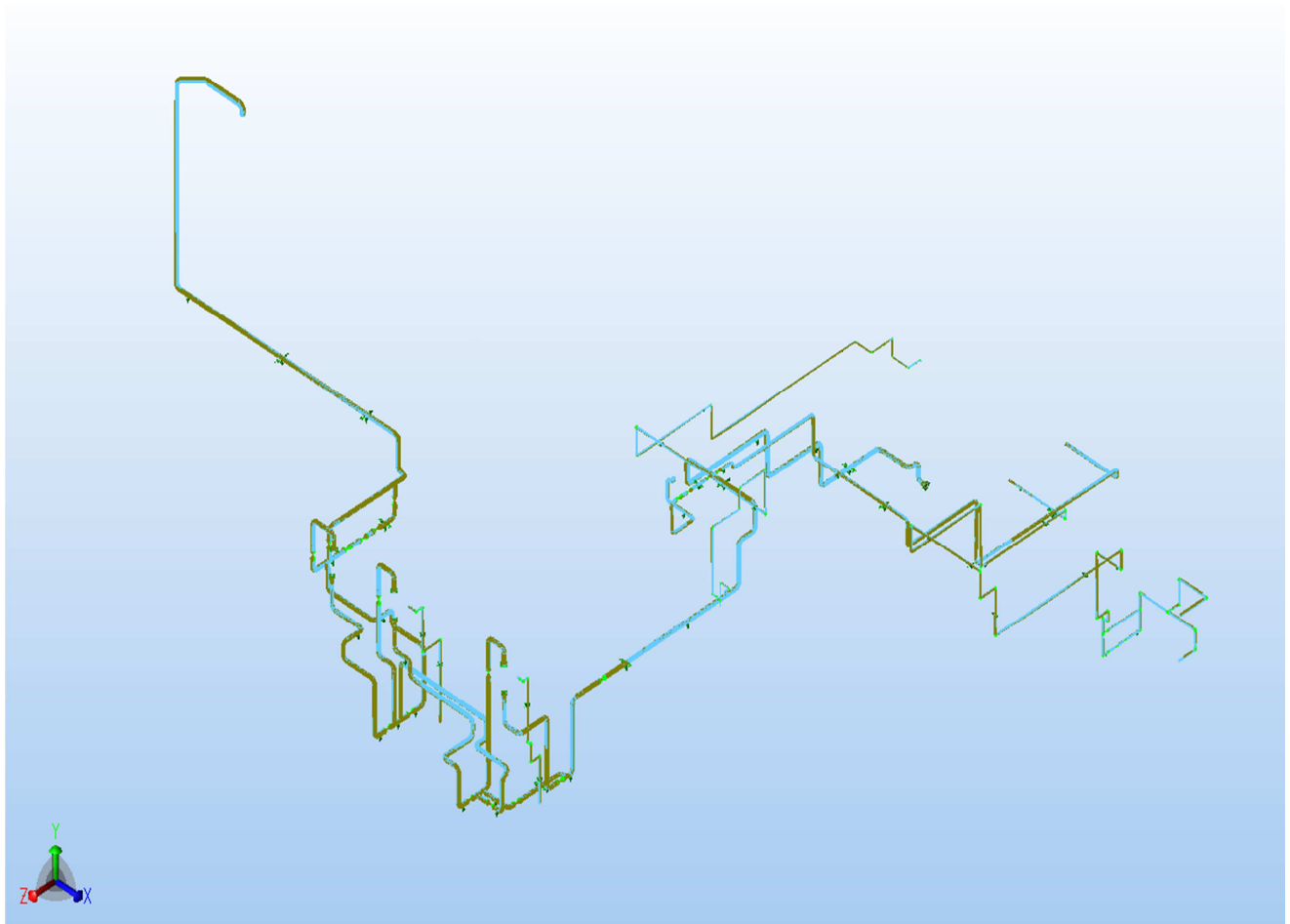


Fig.78 Deformada de condensado en operación.

## **CONCLUSIONES GENERALES DEL PROYECTO**

Se pretendía presentar una visión global de la situación energética mundial para ir focalizando en la situación y evolución que ha sufrido en nuestro país la tecnología termosolar para la generación de energía eléctrica. Hemos analizado las diferentes tecnologías presentando sus principales ventajas y problemáticas así como la normativa sobre primas e incentivos para su puesta en marcha. Cabe señalar el cambio importante de política de primas respecto a este tipo de generación y en especial las primas a la tecnología analizada, que parece que va a hacer difícil desde el punto de vista de la rentabilidad el construir nuevas plantas en nuestro territorio a partir de este nuevo año.

En el llamado régimen especial nos centramos en el desarrollo de una central termosolar. Vemos como es un proyecto que abarca multitud de disciplinas, desde mecánica y análisis de flexibilidad hasta electricidad e instrumentación y control. Por ello es muy importante centrar los esfuerzos en la cooperación entre disciplinas y entre los miembros de cada una para lograr minimizar errores y maximizar las mejores soluciones.

Dentro de todas las disciplinas involucradas, se ha dado una visión general al complejo problema del análisis de flexibilidad en tuberías en las plantas actuales. Ciertamente lo es y puede llegar a ser capital en el desarrollo de un proyecto, pues imaginemos en una central nuclear lo crítico que tiene que ser el funcionamiento de los sistemas de tuberías por la peligrosidad de los fluidos que contiene y su respuesta que debe tener el conjunto ante situaciones anormales de operación.

No obstante la normativa está ampliamente preparada para cubrir las posibles modificaciones de diseño que se propongan y así dar respuesta a los requerimientos que se planteen. Y no debe ser la normativa lo único a tener en cuenta: la experiencia constituye un pilar fundamental en el desarrollo de este tipo de problema ingenieril, puesto que como hemos planteado reduce el tiempo de llegada a un resultado satisfactorio.

Se pretendía también mostrar cómo se suministraba al personal de obra la información para la construcción de soportes y líneas de cada sistema. Los soportes siguen lo expuesto en el presente documento y como resultado final podemos ver en el anexo 4, pág.104 una de las líneas tal y como ha sido entregada en fechas anteriores, para su construcción.

## **Bibliografía y Referencias**

*M. W. Kellogg Co.: 'Design of piping systems' (,3ra Edicion, Año 1995)*

*Paul R. Smith & Thomas J. Van Laan.: ' Piping and Pipe Support Systems'(McGraw-Hill, 2da edición, Año 1987)*

*Glynn E. Woods and Roy B. Baguley.: 'CASTI Guidebook to ASME B31.3 Proces Piping' (McGraw Hill, Año 2001).*

[1] Vida media de los residuos nucleares. Último acceso Octubre 2011

<http://www.tecnun.es/asignaturas/Ecologia/Hipertexto/13Residu/150ResRadi.htm>

[2] Protocolo de Kyoto. Último acceso Octubre 2011

<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

[3] Directiva 2009/28/CE

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:es:PDF>

[4] Mapa solar mundial

<http://www.eoi.es/blogs/>

[5] Ley 82/1980

<http://www.protermosolar.com/boletines/23/Mapa.pdf>

[6] Leyes de la década de los ochenta que regulan las renovables.

[http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?id=BOE-A-1981-1898](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-1981-1898)

[7] Definición del Régimen Especial de Generación. Ley 54/97

[http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id\\_nodo=409&&keyword=&auditoria=F](http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=409&&keyword=&auditoria=F)

[8] Plan de Fomento de Energías Renovables. España 1999.

[http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE\\_LSE.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/NE_LSE.pdf)

[9] Obligación para el régimen especial. Ley 6/2000

[www.boe.es](http://www.boe.es)

[11] Marco regulatorio para el régimen especia. RD 436/2004. España, 2004.

<http://www.cne.es/>

[12] Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<http://www.cne.es/>

[13] ASME B31.1 "Power Piping

[http://www.asme.org/products/codes---standards/power-piping-\(1\)](http://www.asme.org/products/codes---standards/power-piping-(1))

[14] Función de Airy. Tensiones en un sistema de tuberías.

Curso Elasticidad y Resistencia de Materiales I. OCW UC3M. Año 2009

Capítulo 5: Elasticidad Plana

<http://ocw.uc3m.es/mecanica-de-medios-continuos-y-teoria-de-estructuras/>

[15] Teoría del máximo esfuerzo normal. Teoría de fallo

Curso diseño de máquinas. OCW UC3M. Año 2009

Capítulo 1: Resistencia

<http://ocw.uc3m.es/ingenieria-mecanica/disenio-de-maquinas/>

[16] Teoría de Tresca y Von Mises.

Curso diseño de máquinas. OCW UC3M. Año 2009

Capítulo 7: Criterios de Plastificación.

<http://ocw.uc3m.es/mecanica-de-medios-continuos-y-teoria-de-estructuras/>

[17] NCSE-02. Norma Sismorresistente Española.

<http://www.fomento.gob.es/>

[18] Principales tecnologías Renovables a nivel mundial .Año 2008. Última visita Enero 2012

<http://www.economist.com/blogs/>

[19] Sustancias de uso en cilindro-parabólicos. Fluido HTF

<http://www.centrales termosolares.com/analisishtf.html>

[20 ] Tecnología fresnel

<http://www.solareuromed.com/es/energia-termosolar/tecnologias>

[21] Emisiones de tecnologías renovables como fotovoltaica y nuclear.

[http://www.oeko.de/service/gemis/files/info/nuke\\_co2\\_en.pdf](http://www.oeko.de/service/gemis/files/info/nuke_co2_en.pdf)

[22] Receptor central con campo de helióstatos. Funcionamiento básico.

“Energía solar termoeléctrica”.. Dr. Manuel Romero Álvarez. Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. Pág.: 10

www.ciemat.es      Acceso Noviembre 2011

[ROMERO ALVAREZ, Manuel. Energía solar Termoeléctrica. Tabernas \(Almería\) Octubre 2010](#)

[23] Emisiones de tecnologías renovables como fotovoltaica y nuclear. Último acceso Enero 2012.

[http://www.oeko.de/service/gemis/files/info/nuke\\_co2\\_en.pdf](http://www.oeko.de/service/gemis/files/info/nuke_co2_en.pdf)

[24] Implementación de sales en ciclo combinado. Último acceso Enero 2012.

<http://www.opex-energy.com/>

[25] Potencia eléctrica de Almaraz y superficie útil ocupada.

<http://www.cnat.es>

[26] Receptor torre de helióstatos

William B. Stine and Michael Geyer. "Central Receiver Systems". 2001: "Power from the sun"

(Web: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net)) Último acceso Febrero 2012.

[27] Posición relativa al sol de la torre

William B. Stine and Michael Geyer. "Central Receiver Systems". 2001: "Power from the sun"

(Web: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net)) Último acceso Febrero 2012.

[28] Tecnología de discos parabólicos.

"Energía solar termoeléctrica".. Dr. Manuel Romero Álvarez. Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. Pág.: 15

[www.ciemat.es](http://www.ciemat.es) Acceso Noviembre 2011

ROMERO ALVAREZ, Manuel. Energía solar Termoeléctrica. Tabernas (Almería) Octubre 2010

[29] Tecnología de colectores cilindro-parabólicos para energía termoeléctrica.

William B. Stine and Michael Geyer. "Central Receiver Systems". 2001: "Power from the sun"

(Web: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net)) Último acceso Febrero 2012.

M.Martínez,M.Cuesta,J. Cabrera. "Energía solar termoeléctrica", 2008.

(Web: [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)) Último acceso Febrero 2012.

[30] Elementos finitos. Fundamentos.

Curso Ingeniería Estructural I. OCW UC3M. Año 2009

Capítulo 9: Elementos Finitos.

<http://ocw.uc3m.es/mecanica-de-medios-continuos-y-teoria-de-estructuras/ingenieríaestructural>

[31] Evolución del contenido de CO<sub>2</sub> en la atmósfera

[http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Mauna\\_Loa\\_Carbon\\_Dioxide-es.svg](http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Mauna_Loa_Carbon_Dioxide-es.svg)

Acceso Noviembre 2011

[32] Evolución de emisiones de los principales combustibles fósiles

<http://greenanswers.com/q/67751/climate-change/greenhouse-gas-emissions/> Acceso  
Noviembre 2011.

[33] Dependencia energética UE año 2008

“Estudio del Impacto Macroeconómico de las energías renovables en España.”

Estudio Deloitte para APPA

[34] Clasificación mundial por radiación solar directa.

<http://www.eoi.es/blogs/open/cambio-climatico-y-centrales-termosolares/>

Acceso Noviembre 2011

[35] Principales Tecnologías

“Energía solar termoeléctrica”. Dr. Manuel Romero Álvarez. Director Plataforma Solar de Almería. Pág.: 6

[www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)

Último Acceso Noviembre 2011

[36] Receptor torre helióstatos

William B. Stine and Michael Geyer. “Central Receiver Systems”. 2001: “ Power from the sun”

(Web: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net))

Último acceso Febrero 2012.

[37] Funcionamiento torre de helióstatos.

William B. Stine and Michael Geyer. “Central Receiver Systems”. 2001: “ Power from the sun”

(Web: [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net))

Último acceso Febrero 2012

[38] Esquema de funcionamiento básico de centrales con colectores cilindro-parabólicos

“Energía solar termoeléctrica”.. Dr. Manuel Romero Álvarez. Director Plataforma Solar de Almería. Pág.: 20

[www.ciemat.es](http://www.ciemat.es) Último Acceso Noviembre 2011

ROMERO ALVAREZ, Manuel. Energía solar Termoeléctrica. Tabernas (Almería) Octubre 2010

[39] Evolución de la recaudación con EERR en España

“Estudio del Impacto Macroeconómico de las energías renovables en España.”

Estudio Deloitte para APPA

Último acceso Diciembre 2011

[40] Evolución prevista PER en Termosolar



“Estudio del Impacto Macroeconómico de las energías renovables en España.”

Estudio Deloitte para APPA

Último acceso Diciembre 2011

[41] Situación centrales Termosolares en España Octubre 2011

<http://www.protermosolar.com/boletines/23/Mapa.pdf>

Último acceso Octubre 2011

[42] Extracto de Normativa Dimensional de tuberías. ASME B36.10

[http://www.engineeringtoolbox.com/steel-pipes-dimensions-d\\_43.html](http://www.engineeringtoolbox.com/steel-pipes-dimensions-d_43.html)

Último acceso Octubre 2011

[43] El efecto invernadero. ¿Qué es?

<http://www.bbc.co.uk/spanish/especiales/clima/>

Último acceso Febrero 2012

[44] PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 - 2020

<http://www.idae.es>

Último acceso Febrero 2012

# PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DE PROYECTO. Soportado Sistema Condensado y GNL de planta Termosolar.

1.- Autor: Carlos Aguado Bolaños

2.- Departamento: Ing. Térmica y de Fluidos

3.- Descripción del Proyecto:

- Título: Diseño del Soportado del Sistema de GNL y Condensado de Central Termo-Solar 50MW

- Duración (meses): 4

Tasa de costes indirectos: 20%

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):

32.688 Euros

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

## PERSONAL

Apellidos y nombre	N.I.F. (no rellenar - solo a título informativo)	Categoría	Dedicación (hombres mes) <sup>a)</sup>	Coste hombre mes	Coste (Euro)
JCP	-	Ingeniero Senior	2	4.289,54	8.579,08
CAB	-	Ingeniero	1	2.694,39	2.694,39
					0,00
					0,00
Hombres mes 3				Total	11.273,47

<sup>a)</sup> 1 Hombre mes = 131,25 horas. Máximo anual de dedicación de 12 hombres mes (1575 horas)

Máximo anual para PDI de la Universidad Carlos III de Madrid de 8,8 hombres mes (1.155 horas)

## EQUIPOS

Descripción	Coste (Euro)	% Uso dedicado proyecto	Dedicación (meses)	Periodo de depreciación	Coste imputable <sup>d)</sup>
Ordenador portátil	798,00	100	2	24	66,50
Software Caesar II	7.200,00	100	4	12	2.400,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
		100		60	0,00
					0,00
					0,00
Total					2.466,50

<sup>d)</sup> Fórmula de cálculo de la Amortización:

$$\frac{A}{B} \times C \times D$$

A = nº de meses desde la fecha de facturación en que el equipo es utilizado

B = periodo de depreciación (60 meses)

C = coste del equipo (sin IVA)

D = % del uso que se dedica al proyecto (habitualmente 100%)

## SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

Descripción	Empresa	Coste imputable
Montaje mecánico	-	1.500,00
Total		1.500,00

## OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO<sup>e)</sup>

Descripción	Empresa	Costes imputable
Patines		5.000,00
Estructuras		7.000,00
Total		12.000,00

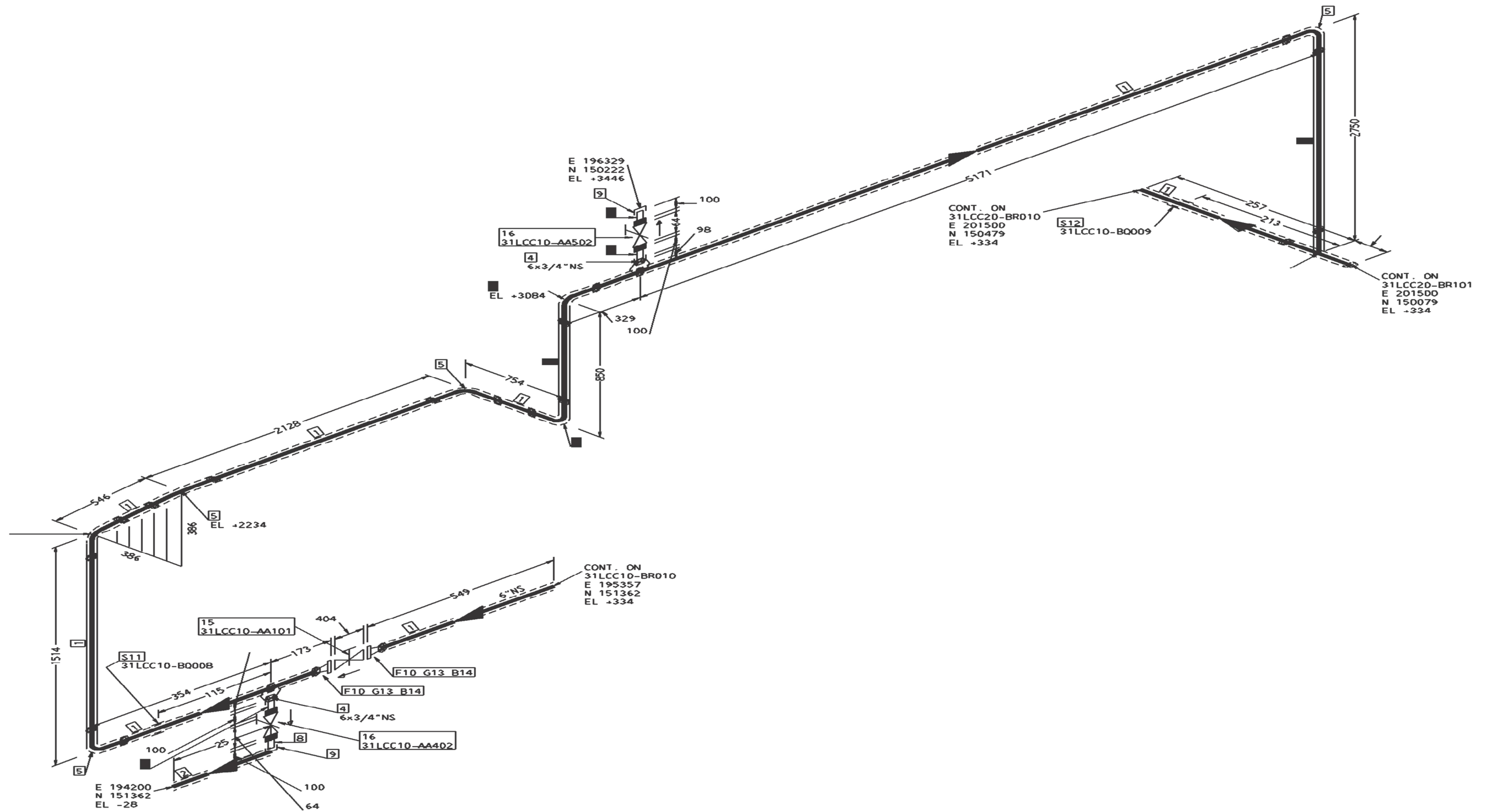
<sup>e)</sup> Este capítulo de gastos incluye todos los gastos no contemplados en los conceptos anteriores, por ejemplo: fungible, viajes y dietas,

## 6.- Resumen de costes

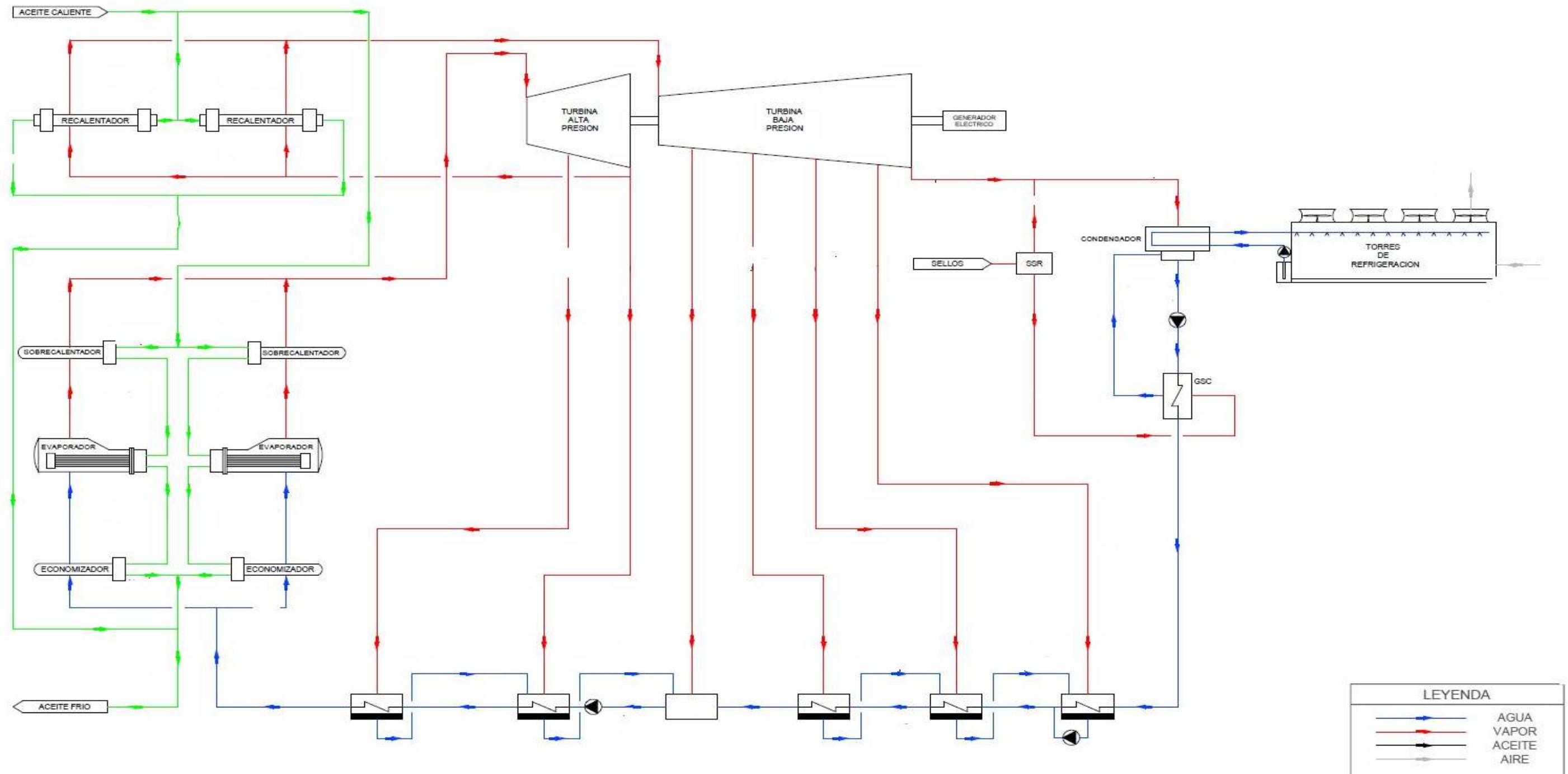
Presupuesto Costes Totales	Presupuesto Costes Totales
Personal	11.273
Amortización	2.467
Subcontratación de tareas	1.500
Costes de funcionamiento	12.000
Costes Indirectos	5.448
Total	32.688

## ANEXOS

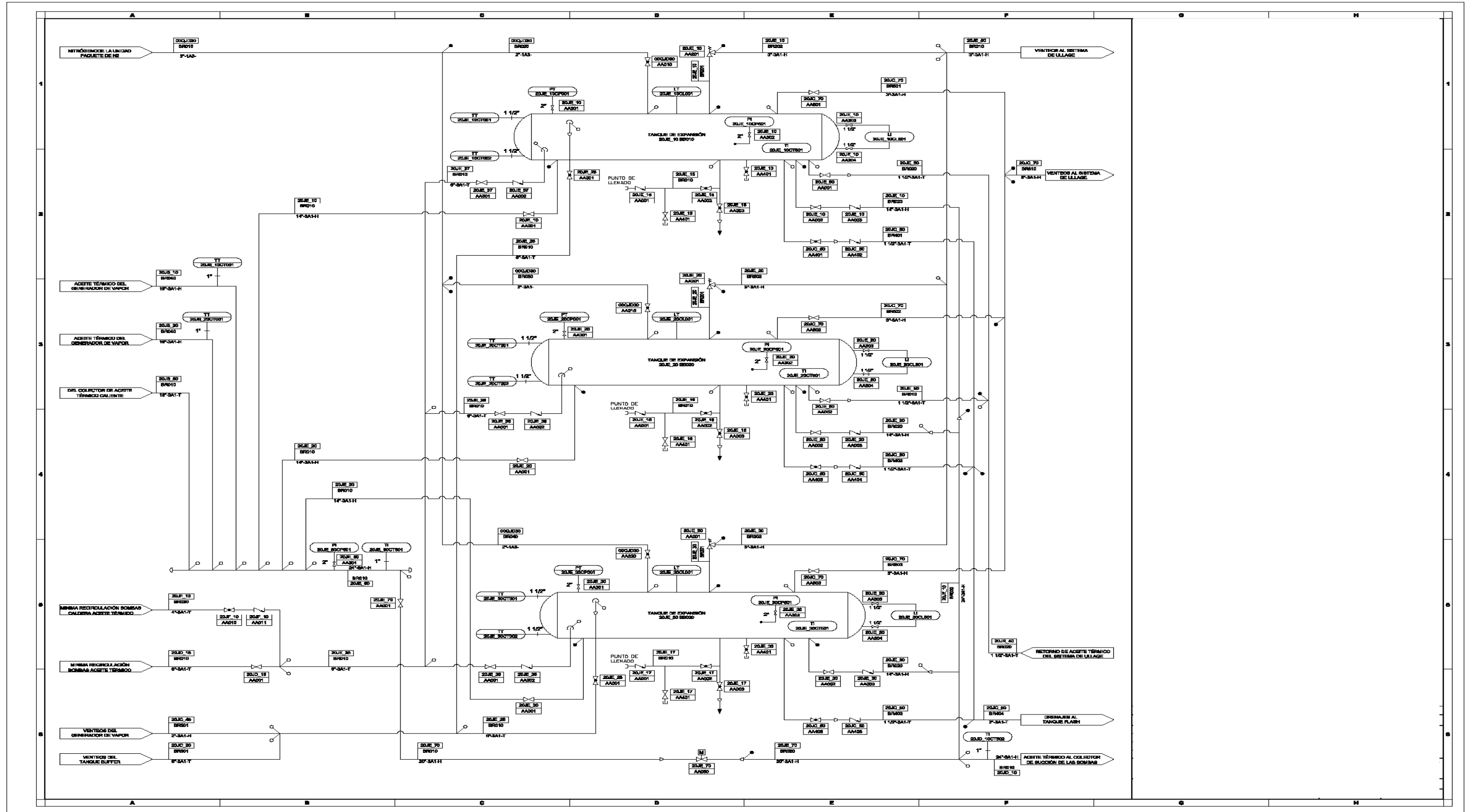
### ANEXO 1



## ANEXO 2



## ANEXO 3



## ANEXO 4

